

Technologien für die Energiewende

Technologiebericht – Band 1



Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen
des strategischen BMWi-Leitprojekts
„Trends und Perspektiven der
Energieforschung“

Peter Viebahn
Ole Zelt
Manfred Fishedick
Martin Wietschel
Simon Hirzel
Juri Horst
(Herausgeber)

Herausgeber:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
www.isi.fraunhofer.de

Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH
Altenkesseler Str. 17, Geb. A1
66115 Saarbrücken
www.izes.de

„**Wuppertal Reports**“ sind Abschlussberichte aus Projekten, die mit den Projektergebnissen aus der Arbeit des Instituts vertraut machen und zur kritischen Diskussion einladen. Das Wuppertal Institut achtet auf ihre wissenschaftliche Qualität. Für den Inhalt sind die Autorinnen und Autoren verantwortlich.

Wuppertal, April 2018
ISSN 1862-1953

Der Text dieser Publikation steht unter der Lizenz
Creative Commons Namensnennung-NichtKommerziell-KeineBearbeitung 4.0 International.
Die Lizenz ist abrufbar unter <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



Dieser Bericht ist Teil der Technologiebewertung im Rahmen des Forschungsvorhabens „Technologien für die Energiewende“. Er wird ergänzt durch weitere als „Wuppertal Report“ publizierte Berichte. Die Herausgeber danken allen beteiligten Forschungsinstituten, dem Fördermittelgeber und Projektträger sowie den zahlreichen projektexternen Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Industrie für die konstruktive Zusammenarbeit und die wertvollen Beiträge zur vorliegenden Publikation.

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.) (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Projektlaufzeit: August 2016 – April 2018

Verbundpartner:

Peter Viebahn, Ole Zelt, Manfred Fishedick (Wuppertal Institut, Koordination)
Martin Wietschel, Simon Hirzel (Fraunhofer ISI)
Juri Horst (IZES)

Weitere Projektpartner:

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
FZJ - Forschungszentrum Jülich GmbH
GFZ - Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches GeoForschungsZentrum
HZB - Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH
ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
ISFH - Institut für Solarenergieforschung Hameln gGmbH
IWES - Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
ZAE - Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Impressum

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Ansprechpartner:

Dr. Peter Viebahn
Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen
peter.viebahn@wupperinst.org
Tel. +49 202 2492-306
Fax +49 202 2492-198

Stand:

16. April 2018

Druck:

OFFSET COMPANY Druckereigesellschaft mbH
Wuppertal

Bildquellen:

Titelseite: Thinkstock; iStock
Erstes Foto links auf der Titelseite: Fotolia/mur végétal/hcast
Rückseite: Thinkstock

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Einleitung	7
1 Erneuerbare Energien	9
1.1 Bioenergie	11
1.2 Tiefengeothermie	85
1.3 Photovoltaik	135
1.4 Solare Wärme und Kälte	187
1.5 Solarthermische Kraftwerke	249
1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie	309
1.7 Umweltwärme	367
2 Konventionelle Kraftwerke	413
2.1 Zentrale Großkraftwerke	415
2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)	473
2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)	519
2.3 CO ₂ -Abscheidung und Speicherung (CCS)	589
2.4 CO ₂ -Nutzung	637
3 Infrastruktur	673
3.1 Stromtransport und -verteilung	675
3.2 Wärmetransport und -verteilung	725
3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektro-chemisch)	751
3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch)	805
3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastruktur und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe	863

Einleitung

Das Forschungsprojekt „Technologien für die Energiewende“ (TF_Energiewende) liefert einen aktuellen Überblick der zentralen Technologien, die im Rahmen der Energiewende derzeit und zukünftig benötigt werden. Durch ein Konsortium von 3 Verbundpartnern und 10 Technologiepartnern unter Federführung des Wuppertal Instituts wurden Entwicklungsstatus und Perspektiven der Technologien beschrieben sowie der Bedarf an öffentlich geförderter Forschung und Entwicklung (F&E) identifiziert.

Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) als Teil des strategischen Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“ gefördert. Die Ergebnisse gehen als zentraler wissenschaftlicher Input in die Diskussion des 7. Energieforschungsprogramms (EFP) der Bundesregierung ein. Das neue EFP soll im zweiten Halbjahr 2018 verabschiedet werden und dabei die ambitionierten Ziele der deutschen Energiewende vor dem Hintergrund internationaler Verpflichtungen („Paris-Agreement“) berücksichtigen. Hierzu bedarf es einer systematischen Neubewertung und Aktualisierung hinsichtlich des Entwicklungsstatus und der Perspektiven der verschiedenen Technologien sowie ihres potenziellen Beitrags zur Energiewende. Dabei ist neben der erhöhten Komplexität im Energiesystem mit einer Vielzahl von Wechselwirkungen auch eine Vielfalt an gesellschaftspolitischen Zielsetzungen zu berücksichtigen (z. B. Klimaschutz, gesellschaftliche Akzeptanz, Exportpotenzial oder Innovationstreiber).

Das EFP wird daher in einem breiten Konsultationsprozesses unter Federführung des BMWi vorbereitet. So werden neben TF_Energiewende und einem weiteren Teilprojekt unter der Leitung der TU München („EnFo-2030“) auch die Bundesländer, die BMWi-Forschungsnetzwerke Energie, die Energiewende-Plattform Forschung&Innovation und weitere Bundesressorts beteiligt (Infos zum Beteiligungsprozess finden sich auf der Website www.energieforschung.de des Projektträgers Jülich).

Innerhalb des Vorhabens wurden insgesamt 31 Technologiefelder aus dem Energiesektor analysiert, die den folgenden 7 Technologiebereichen zugeordnet wurden:

- 1 | Erneuerbare Energien
- 2 | Konventionelle Kraftwerke
- 3 | Infrastruktur
- 4 | Sektorkopplung
- 5 | Energie- und ressourceneffiziente Gebäude
- 6 | Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie
- 7 | Integrative Aspekte

In die Analyse des F&E-Bedarfs ist eine multikriterielle Bewertung eingeflossen. Jedes Technologiefeld wurde mit 12 Bewertungskriterien evaluiert, die nach dem klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Beitrag der jeweiligen Technologien, der Positionierung deutscher Unternehmen sowie nach Technologieoffenheit und Systemaspekten fragen. Unter die Kriterien fallen beispielsweise die wirtschaftlichen Potentiale, die Treibhausgasminderungswirkung, die gesellschaftliche Akzeptanz oder

der Stand von F&E im internationalen Vergleich. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass die Förderung von Forschung und Entwicklung im Einklang mit übergeordneten politischen Zielsetzungen erfolgt.

Die Ergebnisse aller Technologiefelder wurden in umfangreichen Technologieberichten dokumentiert, die nach einem einheitlichen Muster aufgebaut sind. Der vorliegende „Technologiebericht“ enthält die Technologiebewertung aller 31 Technologiefelder, wobei die Technologiebereiche 1 bis 3 in Band 1 und die Bereiche 4 bis 7 in Band 2 enthalten sind. Für die ausführliche Dokumentation der Bewertungsmethodik und zusammenfassende Darstellungen der Vorgehensweise und Ergebnisse sei auf die weiteren unten aufgeführten Publikationen verwiesen.

In der Berichtsreihe „Wuppertal Reports“ sind im Zusammenhang mit der Technologiebewertung innerhalb des Forschungsvorhabens „Technologien für die Energiewende“ die folgenden Publikationen erschienen:

- **Wuppertal Report 12 „Kriterienraster“:**
Darstellung der zur Technologiebewertung herangezogenen Methodik
- **Wuppertal Report 13.1 „Technologiebericht – Band 1“:**
Ausführliche Bewertung der Technologiebereiche Erneuerbare Energien, konventionelle Kraftwerke und Infrastruktur
- **Wuppertal Report 13.2 „Technologiebericht – Band 2“:**
Ausführliche Bewertung der Technologiebereiche Sektorkopplung, Energie- und Ressourceneffizienz in Gebäuden sowie in der Industrie und integrative Aspekte
- **Wuppertal Report 14 „Politikbericht“:**
Zusammenfassung der Technologieberichte einschließlich einer Kurzdarstellung der Bewertungsmethodik

Die einzelnen Technologieberichte der 31 Technologiefelder sowie die weiteren Teilberichte des Vorhabens wurden auch auf der Website www.energieforschung.de veröffentlicht.

Neben den drei Verbundpartnern Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI und IZES wurde das Projekt von folgenden Unterauftragnehmern unterstützt, die in die Technologiebewertung eingebunden waren:

- DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
- DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
- FZJ - Forschungszentrum Jülich GmbH
- GFZ - Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches GeoForschungsZentrum
- HZB - Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH
- ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
- ISFH - Institut für Solarenergieforschung Hameln gGmbH
- IWES - Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
- ZAE - Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V.
- ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BW

**Technologiebereich 1 -
Erneuerbare Energien
innerhalb des Forschungsprojekts
TF_Energiewende**

Technologiebericht

1.1 Bioenergie

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Martin Dotzauer

Diana Pfeiffer

Daniela Thrän

Volker Lenz

Marcel Pohl

Franziska Müller-Langer

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Dotzauer, M.; Pfeiffer, D.; Thrän, D.; Lenz, V.; Pohl, M.; Müller-Langer, F. (2018): Technologiebericht 1.1 Bioenergie. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Martin Dotzauer

Tel.: +49 431 / 2434 – 385

Fax: +49 431 / 2434 – 130

E-Mail: martin.dotzauer@dbfz.de

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH

Torgauer Straße 116

04317 Leipzig

Review durch:

Bernd Krautkremer (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	13
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	15
Tabellenverzeichnis	16
Abbildungsverzeichnis	18
Zusammenfassung (Steckbrief)	20
1 Beschreibung des Technologiefeldes Bioenergie	22
1.1 Allgemeine Beschreibung und Struktur der Bioenergie in Deutschland	22
1.2 Technologiebeschreibung „Biochemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung	24
1.3 Technologiebeschreibung „Thermo-chemische Konversion“, Konversionspfad: Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung	26
1.4 Technologiebeschreibung Hybrid–Bioraffinerie-Konversionspfad: Konzept für Synergien aus Bioenergie und Power-to-X (SynBioPtX-Konzept)	29
2 Stand F&E in Deutschland	31
2.1 Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung	31
2.1.1 <i>Aktueller Entwicklungsstand</i>	32
2.1.2 <i>Künftiger Entwicklungsbedarf</i>	33
2.2 Thermo-chemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung	35
2.2.1 <i>Aktueller Entwicklungsbedarf</i>	35
2.2.2 <i>Künftiger Entwicklungsbedarf</i>	36
2.3 Hybride Bioraffinerie, Konversionspfad: SynBioPtX-Konzept	39
2.3.1 <i>Aktueller Entwicklungsstand</i>	40
2.3.2 <i>Künftiger Entwicklungsbedarf</i>	40
3 Relevanz öffentlicher Förderung	42
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	42
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	43
3.3 Zusammenfassung Förderrelevanz	46
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	50
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	50
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen	50
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	51
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	51
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	52
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	53

4.7	Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	57
4.8	Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	62
4.9	Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	63
4.10	Kriterium 12: Systemkompatibilität	65
5	F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	69
5.1	Einleitung	69
5.2	F&E Empfehlungen für die Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“	70
5.2.1	<i>Flexibilisierung der Energiebereitstellung</i>	70
5.2.2	<i>Rohstoffbasis</i>	70
5.2.3	<i>Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung</i>	71
5.3	F&E Empfehlungen für die Technologiegruppe „Thermo-chemische Konversion“	71
5.3.1	<i>Flexibilisierung der Energiebereitstellung</i>	71
5.3.2	<i>Rohstoffbasis</i>	72
5.3.3	<i>Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung</i>	72
5.4	F&E Empfehlungen für das SynBioPtX als hybride Bioraffinerie	72
5.4.1	<i>Flexibilisierung der Energiebereitstellung</i>	73
5.4.2	<i>Rohstoffbasis</i>	73
5.4.3	<i>Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung</i>	74
	Literaturverzeichnis	75

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BGA	Biogasanlage
BECCS	Bioenergie & CCS
BHKW	Blockheizkraftwerk
Bio-SNG	Bio-Synthetic Natural Gas
BTL	Biomass-to-Liquid
CCS	Carbon-Capture-and-Storage – Kohlenstoff(dioxid)-Abtrennung und Lagerung
CnHm	Kohlenwasserstoffe
CO	Kohlenstoffmonoxid
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbares Energien Gesetz
F&E	Forschung und Entwicklung
FRL	Fuel Readiness Level
HEFA	hydro-processed esters and fatty acids
HVO	hydrotreated vegetable oils
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NOx	Stickstoffoxide
ORC	Organic-Rankine-Cycle
PM10	Particular Matter 10 µ - Feinstaubklasse mit Partikelgrößen bis 10 µm
PtG	Power-to-Gas – Technologie zur Erzeugung von H ₂ oder CH ₄ aus Strom
PtX	Power to X (Überbegriff für Technologien zur Sektorkopplung)
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbaren Energiendirektive der EU-Kommission)
RME	Raps-Methyl-Esther
SynBioPtX	Syntheseprodukte aus Biomasse und strombasierten Wasserstoff
TF	Technologiefeld
TG	Technologiegruppe
THG	Treibhausgasemissionen
TRL	Technical Readiness Level
VK	Virtuelles Kraftwerk

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
€/kW	Euro je Kilowatt
+ %/a	Relative Veränderung in Prozent pro Jahr
a	Jahr
ct/kWh	Eurocent je Kilowattstunde
h	Stunde
kW	Kilowatt
Mio. €	Millionen Euro
Mio. €/a	Millionen Euro pro Jahr
Mio. t CO ₂ -äq./a	Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalente pro Jahr
MW	Megawatt
PJ	Petajoule
TWh	Terrawattstunde
Vol.- %	Volumenprozent

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Beitrag der Bioenergie zur Energiewende für das Bezugsjahr 2015 -----	22
Tab. 1-2	Beispieltabelle für techno-ökonomische Kenndaten der Technologiegruppe „Anaerobe Biogasfermentation mit motorischer Nutzung in einem BHKW“ -----	26
Tab. 1-3	Beispieltabelle für techno-ökonomische Kenndaten des Konversionspfades „Thermo-chemische Konversion“ am Beispiel einer Dampfkesselanlage mit Turbinengetriebenem Generator -----	27
Tab. 1-4	Beispieltabelle für Techno-ökonomische Kenndaten der Technologiegruppe „Thermo-chemische Konversion“ mit dem Konversionspfad: Biomassevergasung und motorischer Nutzung in einem BHKW -----	28
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung für den Konversionspfad „Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung“ -----	42
Tab. 3-2	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung für den Konversionspfad „Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung“ -----	43
Tab. 3-3	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung für den Konversionspfad „SynBioPtX-Konzept“ -----	43
Tab. 3-4	Aktuelles Entwicklungsstadium des gesamten Technologiefeldes Bioenergie sowie der betrachteten Technologiegruppen -----	44
Tab. 3-5	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung -----	45
Tab. 3-6	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe „Thermo-chemische Konversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung -----	45
Tab. 3-7	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe „Hybride Bioraffinerie“, Konversionspfad: SynBioPtX-Konzept -----	46
Tab. 4-1	Nationale Ausbaupfade Deutschlands für das Technologiefeld Bioenergie in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (Maximale Allokation für die einzelnen Sektoren, kein konsistentes Gesamtportfolio) -----	50
Tab. 4-2	Beitrag zu Klimazielen -----	51
Tab. 4-3	Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld Bioenergie hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes -----	52
Tab. 4-4	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie im Technologiefeld Bioenergie (Übergreifend für alle drei Technologiegruppen) -----	53
Tab. 4-5	F&E Budgets für die energetische Biomassenutzung in Deutschland, der EU und Weltweit für die Jahre 2010 bis 2015 und kumuliert für den Zeitraum 1974 bis 2015 in Mio. € -----	54
Tab. 4-6	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Bioenergie -----	55
Tab. 4-7	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Biochemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung – Output-Orientierung -----	56
Tab. 4-8	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Thermo-chemische Konversion“, Konversionspfad: Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung -----	57
Tab. 4-9	Bewertungsraster für die Akzeptanz der Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung zum Status Quo (2015) -----	60
Tab. 4-10	Bewertungsraster für die Akzeptanz der Technologiegruppe „Thermo-chemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung zum Status Quo (2015) -----	61

Tab. 4-11	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit für die Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad: „Biogasanlage“ -----	62
Tab. 4-12	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit für die Technologiegruppe „Thermo-chemische Konversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung“ -----	63
Tab. 4-13	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit für die Technologiegruppe „Hybride Bioraffinerie, Konversionspfad: SynBioPtx-Konzept -----	63
Tab. 4-14	Abhängigkeit des Technologiefeldes Bioenergie von Infrastrukturen -----	64

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Übersicht grundlegender Konversionspfade und Einzeltechnologien zur Konversion von Biomasse-----	23
Abb. 1-2	Vereinfachte Prozesskette für die anaerobe Fermentation (Biogas) -----	25
Abb. 1-3	Vereinfachte Prozesskette für die Biomasseverbrennung mit anschließender Kraft-Wärme-Kopplung -----	27
Abb. 1-4	Vereinfachte Prozesskette für die Biomassevergasung mit anschließender Kraft-Wärme-Kopplung -----	28
Abb. 1-5	Verfahrenskonzept der mehrstufigen hydrothermalen Verflüssigung -----	29
Abb. 1-6	Übersicht verschiedener Konversionspfade im Zusammenspiel zwischen klassischen Konversionsverfahren und erneuerbarem Strom-----	29
Abb. 1-7	Vereinfachte Prozesskette für die physikochemische Methanolsynthese aus biogenem CO ₂ und der Einkopplung von Elektrolysewasserstoff „SynBioPtX-Methanol“ -----	30

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.1 Bioenergie				<div>Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ</div> <div>gemeinnützige GmbH</div>				
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf								
Beschreibung des Technologiefeldes								
Bioenergie bestehend aus 3 Technologiegruppen: – A Biochemische Konversion: Anaerobe Fermentation zu Ethanol A1, Biogas A2 – B Thermochemische Konversion: Verbrennung B1, Vergasung B2 und Hydrothermale Prozesse B3 – C Physikochemische Konversion: Physikalische Aufbereitung C1, katalytische Konversion C2								
Technologische Reife: Praxisanlagen in allen Technologiegruppen, einzelne Komponenten Grundlagenforschung bis Kommerzialisierung (TRL 1 bis 9)								
Kritische Komponenten: Vergasungsreaktoren, Verbrennungsaggregate, Verbrennungsmotoren, Anlagen zur Abgasnachbehandlung, Anlagensteuerung, Speicherkomponenten für Intermediate								
Entwicklungsziele								
– A: Steigerung der Kohlenstoffnutzungseffizienz und Prozessflexibilisierung (Biochemische Konversion) – B: Prozessflexibilisierung und Emissionsminderung (Thermochemischen Konversion) – C: Verbreiterung der Rohstoffbasis und Einbindung von H ₂ (SynBioPtx-Konzepte)								
Entwicklung in den Sektoren Strom, Wärme, Kraftstoffe über alle Technologiegruppen								
		Sektor	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Ausbau- pfad Deutsch- land	Strom	Kapazität	[GW]	6,5	12,9	21,6	32,6	49,6
		Arbeit	[TWh]	49	84	119	147	174
	Wärme	Kapazität	[GW]	33	35,2	28,1	27,1	25,8
		Arbeit	[TWh]	132	123	84	68	52
	Kraft- stoff	Kapazität	[GW]	5	14,3	25,7	32,4	35,5
		Endenergie	[TWh]	35	115	206	260	284
Vollast- stunden	Strom	Vbh	[h]	7.500	6.500	5.500	4.500	3.500
	Wärme	Vbh	[h]	4.000	3.500	3.000	2.500	2.000
	Kraft- stoff	Vbh	[h]	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Potenzialzahlen basieren auf der Studie <i>Meilensteine 2030</i> . Die Potenziale für Strom und Wärme sowie Kraftstoffe bilden getrennte Maximalwerte ab, da in der Studie für beide Verwertungswege separate Prioritäten berechnet wurden. Die Zahlen sind also nicht kumulativ konsistent.								
F&E-Bedarf								
– Konzepte für die hochflexible und gleichzeitig hocheffiziente Bereitstellung von Strom- und Wärme – Einbettung von Bioenergieanlagen in multivalente Versorgungssysteme und deren Steuerung – Effizienzsteigerung zur Ausnutzung knapper Rohstoffpotenziale, insbesondere Rest- und Abfallstoffe – Erforschung kosteneffizienter Emissionsminderungstechnologien und Überführung in die Praxis – Verknüpfung mit Bioökonomiekonzepten und CO ₂ -Bereitstellung für Kohlenstoffkreislaufwirtschaft								

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
<ul style="list-style-type: none"> – Gegenüber Referenztechnologie sehr hohe Einsparung von THG (50-70 % von 2020-2050) – Zielkonflikt: Emission von CO, Ruß, NO_x und Feinstäuben bei Verbrennungstechnologien
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Direkte Substitution von fossilen Energieträgern möglich (Biomethan, Biodiesel, Biofestbrennstoffe) – In Bioökonomiekonzepten können Technologien zur Energieerzeugung integriert werden
Kosteneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Hauptkostenfaktor für die spezifischen Endenergiekosten sind die Kosten der Einsatzstoffe, wobei die Kosten für Anbaubiomasse an Agrar- und Forstmärkte gekoppelt sind. Abfall- und Reststoffe verursachen vor allem durch Logistik und Konditionierung Aufwendungen – Kostensenkungspotenzial für einzelne Komponenten ist gegeben, durch zunehmende Komplexität ist aber das Kostensenkungspotenzial für die bereitgestellte Endenergie gering
Inländische Wertschöpfung
<ul style="list-style-type: none"> – Inländische Wertschöpfung kann von heute 9,9 Mrd. € auf ca. 11,0 Mrd. € in 2030 und 14,4 Mrd. € in 2050 steigen (nach <i>Meilensteine 2030</i> Szenario BAU-B – Strom-Wärme-Priorisierung) – Für Anbaubiomassen ergeben sich neben den direkten wirtschaftlichen Impulsen im Energiebereich zusätzliche Effekte in der Land-, Forst-, Rest- und Abfallwirtschaft
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<ul style="list-style-type: none"> – Basistechnologien sind grundsätzlich ausgereift und am Markt etabliert – nationaler F&E-Fokus auf Systemintegration, Sektorkopplung und Emissionsminderung – Durchschnittlich ca. 71 Mio. € (Mittel von 2010 bis 2015) für Bioenergieforschung in Deutschland
Gesellschaftliche Akzeptanz
<ul style="list-style-type: none"> – Risiko für Marktakzeptanz korreliert mit der langfristige Ausrichtung des regulatorischen Rahmens – Risiko lokaler Akzeptanz bei verschiedenen Anbaubiomassen (indirekt mit Technologien korreliert)
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
<ul style="list-style-type: none"> – kleinskalige Anlagen unterliegen sehr kurzen Planungs- und Umsetzungszeiten (< 3 Monate) – Mittel- und großskalige Anlagen beanspruchen 12 bis 36 Monate.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
<ul style="list-style-type: none"> – Bioenergietechnologien sind im kleinskaligen Maßstab weitestgehend infrastrukturunabhängig. – Mittel- und großskalige Anlagen sind an Leitungsnetze für Strom, Wärme, Gas sowie bei der Biomasselogistik auf das Verkehrswegenetz angewiesen
Systemkompatibilität
<ul style="list-style-type: none"> – Bioenergieanlagen sind innerhalb eines Sektors sehr gut mit den bestehenden Systemen der Strom- und Wärmeversorgung kompatibel. Biomassebasierte Flexibilitätsoptionen bieten eine Möglichkeit zur Systemintegration von fluktuierenden erneuerbaren Energien im Stromsektor durch die bedarfsgerechte Bereitstellung von Residuallast. Biogene Kohlenstoffquellen bilden eine ideale Schnittstelle zur Erzeugung synthetischer Kohlenwasserstoffe auf Basis von Elektrolysewasserstoff.

1 Beschreibung des Technologiefeldes Bioenergie

Das Technologiefeld Bioenergie wird im Folgenden zuerst allgemein strukturiert und abgegrenzt. Anschließend werden ausgewählte Technologiegruppen beschrieben und anhand ausgewählter Beispielschnitten detaillierter dargestellt.

1.1 Allgemeine Beschreibung und Struktur der Bioenergie in Deutschland

Bioenergie leistet in Deutschland aktuell einen wesentlichen Beitrag zur Versorgung mit erneuerbaren Energien (EE) in den drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Für das Jahr 2015 stellen sich die Anteile für den Beitrag der Bioenergie wie in Tab. 1-1 dar (BMWi 2016a). Bioenergie leistet dabei vor allem im Verkehrssektor relativ zu den anderen EE einen wesentlichen Beitrag zur Bereitstellung. Im Strom- und Wärmebereich stellt Bioenergie ca. ein Fünftel bzw. vier Fünftel der erneuerbaren Energiemengen bereit.

Tab. 1-1 Beitrag der Bioenergie zur Energiewende für das Bezugsjahr 2015

	Einheit	Strom	Wärme	Verkehr
Endenergiebedarf	[TWh]	595	1.193	634
Erneuerbare Energien	[TWh]	187	159	34
Anteil Erneuerbarer Energien	[%]	31,5	13,3	5,3
Bioenergie	[TWh]	43	30	31
Anteil Bioenergie am Endenergiebedarf	[%]	7,2	4,7	4,9
Anteil Bioenergie an Erneuerbaren Energien	[%]	22,8	79,1	89,0

Quelle: BMWi (2016a)

Perspektivisch wird sich der absolute Beitrag der Bioenergie zum Ausbau der EE nur noch geringfügig steigern lassen, da im Gegensatz zur Wind- und Solarenergie ein Großteil der nachhaltig erschließbaren Potenziale bereits in Nutzung sind (Pieprzyk et al. 2016). Insgesamt können in Deutschland langfristig und nachhaltig 8 bis 12 Prozent des heutigen und 11 bis 15 Prozent des erwarteten Primärenergiebedarfs im Jahr 2020 gedeckt werden (Deutscher Bundestag 2009). Die Bedeutung der Bioenergie wird künftig verstärkt darin liegen, bestimmte Schlüsselfunktionen für den Transformationsprozess des Energiesystems zu übernehmen (Thrän et al. 2015a) – hier vor allem durch eine bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie und hochkalorischen sowie gut lager- und transportierbaren Energieträgern mit geringem Carbon-Footprint. Die aktuelle moderne Bioenergiebereitstellung muss dafür zu einer integrierten Bioenergieerzeugung weiterentwickelt werden. Die Mitgliedsinstitute des FVEE arbeiten hierzu an verschiedenen Lösungsansätzen. Ein Konzept, welches vom DBFZ entwickelt wurde und von vielen weiteren Institutionen verfolgt wird, ist das Konzept „Smart Bioenergy“ (Thrän 2015). Das Ziel ist die Entwicklung und Umsetzung von Nutzungspfaden und Technologien, um die Bioenergie an allen drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit) auszurichten.

Bioenergie ist sowohl hinsichtlich der eingesetzten Rohstoffe, wie den verwendeten Konversionstechnologien als auch den möglichen Endenergieformen oder Energieträgern sehr heterogen.

Um die unterschiedlichen Bioenergietechnologien zu strukturieren, sollen im Rahmen dieser Ausarbeitung vor allem Konversionspfade differenziert werden. Für einzelne Kriterien werden abweichend davon auch sektorale Zuordnungen erfolgen, wenn diese die geeignetere Aggregationsebene darstellen. Das Technologiefeld Bioenergie gliedert sich in drei grundsätzliche Konversionspfade, wobei diese Zuordnung nicht immer trennscharf ist, da in der Praxis auch eine Verkettung von verschiedenen Technologiegruppen zu finden ist (Abb. 1-1). Die Konversionspfade unterscheiden sich nicht nur in den Umwandlungsmöglichkeiten (biochemisch, physikalisch-chemisch und thermo-chemisch), sondern auch durch die vorzugsweise nutzbaren Rohstoffe (Abbaubarkeit, Gehalt an Fettsäuren, Heizwert). Während gegenwärtig alle drei Konversionspfade nennenswert zur Bioenergiebereitstellung beitragen, ist insbesondere die Rohstoffbasis für die physikalisch-chemisch Konversion (Pflanzenöl, öl- und fetthaltige Reststoffe und Abfälle) künftig vergleichsweise unsicher, da im Rahmen der Novelle der Erneuerbaren Energien-Richtlinie der EU-Kommission möglicherweise diese Rohstoffe stärker als bisher reguliert werden (EC 2017). Auch die alternative Bereitstellung dieser Biomassen auf Algenbasis wird für rein energetische Zwecke nur eingeschränkt als Option gesehen (Kröger und Müller-Langer 2012). Gleichzeitig können sich aber für Konversionspfade, in denen angereichertes CO₂ als Nebenprodukt anfällt, besondere Möglichkeiten für die Bereitstellung von Energieträgern auf Basis von regenerativem Strom bieten.

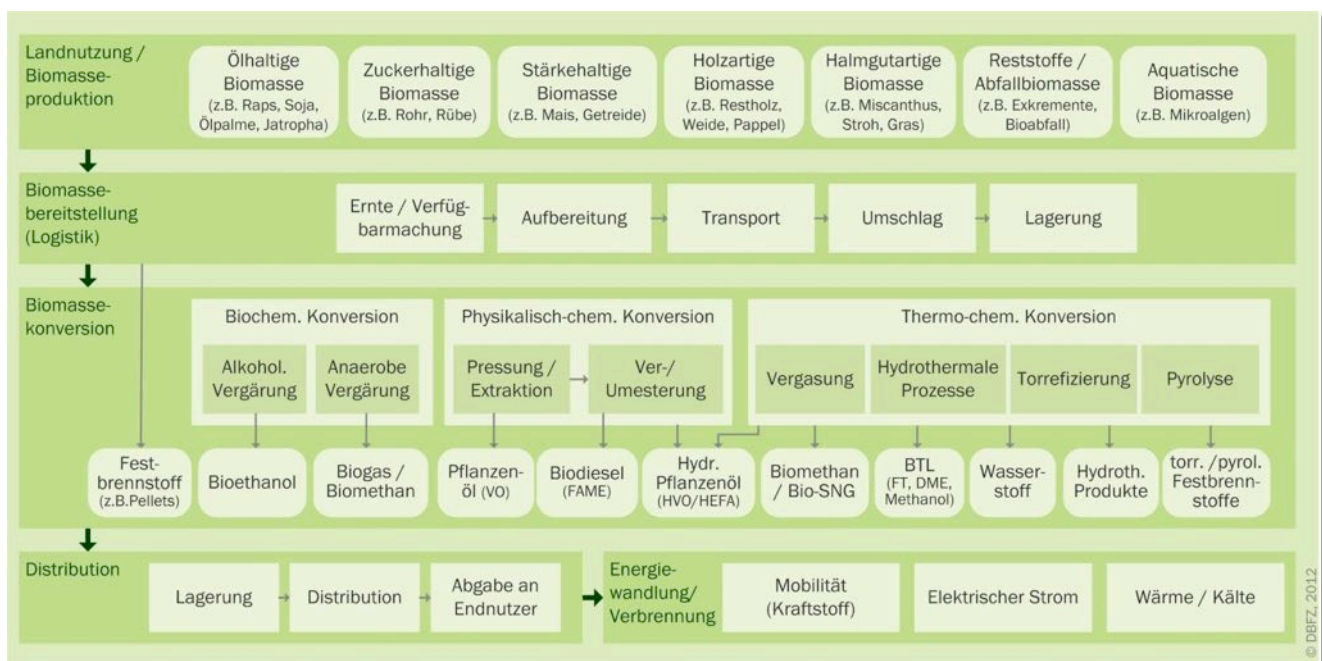


Abb. 1-1 Übersicht grundlegender Konversionspfade und Einzeltechnologien zur Konversion von Biomasse

Quelle: DBFZ (2012)

Aktuell und in Zukunft tragen vor allem KWK-Systeme und hochintegrierte Raffineriekonzepte zur effizienten Bioenergiebereitstellung bei, da durch die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion bzw. eine starke Prozessintegration hohe Gesamtnutzungsgrade erzielt werden können. Daher sollen die folgenden drei forschungsseitig relevanten Konversionspfade im Fokus stehen:

- Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit KWK-Nutzung (motorisch, Brennstoffzelle)
- Thermo-chemische Konversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit KWK-Nutzung (motorisch, Brennstoffzelle)
- Hybride Bioraffinerie, Konversionspfad: SynBioPtX-Konzept

Die Betrachtung von Technologien zur Nutzung von Klär- und Deponiegas und der organischen Fraktionen der Restmüllentsorgung erfolgt explizit nicht, auch wenn die bereitgestellte Energie aus diesen Rohstoffen der Bioenergie zugerechnet wird. Der Hintergrund dafür ist, dass Klär- und Deponiegase im Entsorgungsbereich vorrangig mit dem Ziel eingesetzt werden entstehende Methanemissionen zu vermeiden bzw. prozesstechnisch sinnvoll sind und die Energieproduktion dabei nicht im Vordergrund steht. Weiterhin wird auch die Verknüpfung von Bioenergie und CCS (BECCS) nicht betrachtet, da CCS-Technologien im *Technologiebericht 2.3: CO₂-Abscheidung und Lagerung (CCS)* abgedeckt werden und der Einsatz von BECCS als eine für Deutschland wenig relevante Technologieoption betrachtet wird (Sternner und Bauer 2016).

1.2 Technologiebeschreibung „Biochemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung

Die Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“ umfasst sämtliche Konversionstechnologien, die im Kern auf mikrobiologischen Vergärungsprozessen basieren. Hierzu zählen folgende anaerobe Prozesse: die alkoholische Fermentation zur Produktion von Bioethanol, Fettsäurefermentation (als Vorstufe der Biogasproduktion), anaerobe Fermentation (Biogas, wie in Abb. 1-1), sowie die biologische Methanisierung (hydrogenotrophe Methanogenese), welche detailliert im separaten Bericht für das *Technologiefeld 4.2b: Power-to-gas (Methanisierung biologisch)* beschrieben wird. Aktuell hat vor allem die alkoholische Fermentation und die anaerobe Fermentation (Biogas) die größte Bedeutung bei der Bereitstellung von Bioenergie.

Die alkoholische Fermentation wird in großem Umfang zur Produktion von Bioethanol als Biokraftstoff eingesetzt. Als Rohstoff dienen Zucker- oder stärkehaltige Rohstoffe oder auch Lignocellulose-Rohstoffe, welche durch eine vorgeschaltete Aufbereitung in Zucker umgesetzt wurden. Ausgangsprodukt für die Fermentation ist Zucker, der von Hefen zu Alkohol vergoren wird. Im Anschluss wird destilliert und gereinigt. Als Endprodukt wird der Bioethanol in Deutschland vor allem zur Beimischung in Otto-Kraftstoffen eingesetzt (ca. 29 % des gesamten Biokraftstoffumsatzes in Deutschland 2015 (FNR 2016)). Mit dem bei der Produktaufreinigung anfallenden CO₂ bietet die alkoholische Fermentation zu Bioethanol einen interessanten Basis-

prozess für die integrierte Bereitstellung von Kraftstoffen aus Biomasse und Strom und wird in Kapitel 1.4 näher betrachtet.

Die anaerobe Vergärung zu Biogas ist eine Technologie, die in Deutschland vor allem zur Umsetzung von relativ wasserhaltigen Biomassen eingesetzt wird. Das Spektrum nutzbarer Biomassen reicht dabei von den unterschiedlichsten Fraktionen wasserhaltiger organischer Rest- und Abfallstoffe über Landwirtschaftliche Nebenprodukte wie Gülle oder Mist bis hin zu Anbaubiomasse, z. B. in Form von Maissilage. Die anaerobe Fermentation erfolgt durch die Beteiligung einer Vielzahl von Mikroorganismen und wandelt Kohlenhydrate, Fette und Eiweiße in ein Gasgemisch, das in veränderlichen Anteilen überwiegend aus Methan und Kohlendioxid besteht. Neben diesen Hauptbestandteilen enthält das Rohgas aus der Fermentation auch Wasserstoff, Schwefelwasserstoff, Wasserdampf und andere Spurengase. Das Rohgas wird in Deutschland vor allem zwei Nutzungswegen zugeführt.

Der erste und häufigste Weg ist die motorische Nutzung des grob gereinigten Biogases in Blockheizkraftwerken (BHKW), um ortsnah Strom- und Wärme zu erzeugen. Als weitere Option besteht die Möglichkeit das Biogas einem Trennverfahren zu unterziehen, um Biomethan zu erzeugen, dass als Erdgassubstitut ins Gasnetz eingespeist werden kann. Biomethan, das in seinen Eigenschaften dem Erdgas gleicht, kann den unterschiedlichsten Verwendungen zugeführt werden. Das abgetrennte CO₂ kann perspektivisch in elektro-chemischen Konversionsprozessen genutzt werden. Beide Konversionspfade sind schematisch in Abb. 1-2 dargestellt.

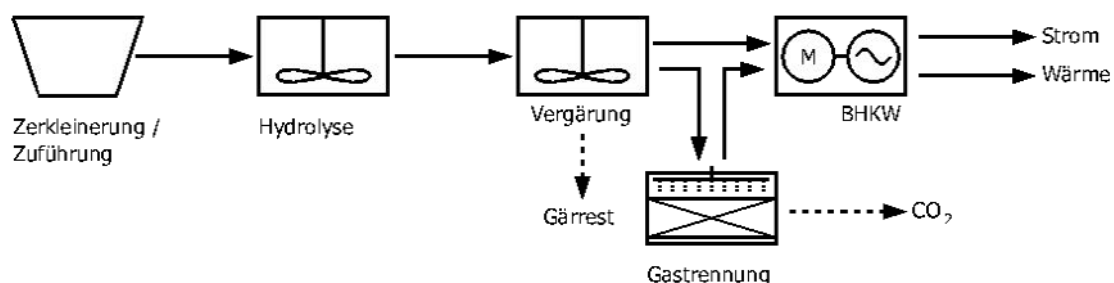


Abb. 1-2 Vereinfachte Prozesskette für die anaerobe Fermentation (Biogas)

Quelle: DBFZ (2017)

Als beispielgebender Konversionspfad für diese Technologiegruppe wurde die anaerobe Biogasfermentation mit direkter motorischer Gasnutzung in einem Blockheizkraftwerk ausgewählt, da diese Art der Anlagenkonfiguration die biomassebasierte Stromerzeugung in Deutschland mit knapp 8.000 Anlagen sowohl in Bezug auf die installierte Leistung als auch die erzeugte elektrische Arbeit dominiert (Dotzauer et al. 2016). Im Detail stellen diese Anlagen zusammen mit den BHKWs, die Biomethan verstromen, die bis auf den zusätzlichen Konversionsschritt der Gasaufbereitung auf den gleichen Technologien basieren, über 73 % des Stroms aus Biomasse bereit (eigene Berechnung nach BMWi 2016a). Trotz Verschlechterung der Förderbedingungen über das EEG bieten sich perspektivisch Chancen für Biogasanlagen in der flexiblen Strom- und Wärmebereitstellung und bei einer Aufreinigung von Biogas zu Biomethan als flexiblen Brennstoff. Durch einen verstärkten Einsatz von Abfall- und Reststoffen lässt sich die Ökobilanz von Biogasanlagen, die heute überwiegend An-

baubiomasse nutzen, verbessern. So können zusammen mit einer flexiblen Bioenergiebereitstellung gleichzeitig ein systemischer Beitrag zur Energiebereitstellung geleistet und die THG-Emissionen vermindert werden.

Tab. 1-2 Beispieltabelle für techno-ökonomische Kenndaten der Technologiegruppe „Anaerobe Biogasfermentation mit motorischer Nutzung in einem BHKW“

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Durchschnittliche installierte Leistung	kW	340	350	525	613	700
Volllaststunden	h	6.681	4.130	2.753	2.409	2.065
Durchschnittlicher Leistungsquotient	MW	1,3	2,1	3,2	3,7	4,2
Lebensdauer	a	20	25	30	30	30
Investition	€/kW	3.600	3.500	3.300	3.100	2.900
Variable Betriebskosten	ct/kWh	8	8,6	10	11,6	13,5
Stromgestehungskosten	ct/kWh	18-24	12-15	10-13	10-13	10-13

Quelle: Thrän et al. (2015)

1.3 Technologiebeschreibung „Thermo-chemische Konversion“, Konversionspfad: Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung

Technologien zur thermochemischen Konversion setzen wasserarme Biomassen um, vor allem forstliche Biomassen oder trockene Nebenprodukte und Reststoffe aus dem Agrar- oder Abfallbereich, die gegebenenfalls mechanisch-physikalisch (z. B. Zerkleinern, Mischen, Kompaktieren) oder thermo-chemisch (z. B. Torrefizierung) vorbehandelt wurden. Eine Ausnahme bildet der Konversionspfad der hydrothermalen Karbonisierung, die auf Grund der Umsetzung in wässriger Phase auch für wasserhaltige Biomassen geeignet ist und als Produkt kohleähnlichen Festbrennstoff liefert. Die „thermo-chemische Konversion“ ist hauptsächlich durch hohe Prozesstemperaturen gekennzeichnet. Die Prozesse laufen unter Sauerstoffbeteiligung, partieller Sauerstoffzufuhr als auch Sauerstoffabschluss ab. Beispielgebend seien dazu hier die Prozesse Verbrennung, Vergasung, Torrefizierung und die hydrothermale Karbonisierung genannt. Eine im deutschen Stromsektor dominierende Technologie ist die in Abb. 1-3 schematisch dargestellte Option eines Kondensationskraftwerks mit Biomassefeuerung, häufig in Multimegawattanlagen umgesetzt. Da diese Technologie fossil befeuerten Anlagen sehr ähnlich und bereits sehr weit entwickelt ist, wird sie hier nur kurz betrachtet (Tab. 1-3).

Mittels einer thermo-chemischen Konversion der Biomassen unter partieller Sauerstoffbeteiligung bzw. Sauerstoffabschluss lassen sich heizwertreiche Energieträger herstellen, die wiederum einer thermo-chemischen KWK-Nutzung (in Motoren oder Brennstoffzellen) zugeführt werden können. Diese Technologie soll im Folgenden als Konversionspfad mit Innovationsentwicklungspotenzial beschrieben werden.

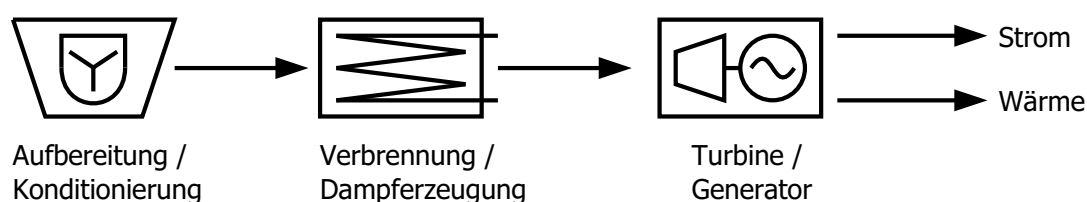


Abb. 1-3 Vereinfachte Prozesskette für die Biomasseverbrennung mit anschließender Kraft-Wärme-Kopplung

Quelle: DBFZ (2017)

Tab. 1-3 Beispieltabelle für techno-ökonomische Kenndaten des Konversionspfades „Thermo-chemische Konversion“ am Beispiel einer Dampfkesselanlage mit Turbinengetriebenem Generator

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Mittlere installierte elektrische Leistung	kW	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Volllaststunden	h	6.500	6.000 - 5.000	3.000 – 5.000	3.000 – 5.000	3.000 – 5.000
Durchschnittlicher Leistungsquotient	-	-	-	-	-	-
Lebensdauer	a	20+	20+	20+	20+	20+
Investition	€/kW	-	-	-	-	-
Variable Betriebskosten	ct/kWh	-	-	-	-	-
Stromgestehungskosten	ct/kWh	23,04	22,34	19,77	16,18	14,58

Quelle: Thrän et al. (2015)

Bei der Biomassevergasung zur anschließenden thermo-chemischen KWK-Nutzung wird wie in Abb. 1-4 dargestellt die Biomasse zuerst in Brenngas konvertiert und anschließend in einem BHKW (Motor oder Brennstoffzelle) in Strom und Wärme gewandelt. Diese Technologie kommt vor allem im unteren und mittleren Leistungsbe- reich zum Einsatz. Gegenüber biomassebefeuelten Kondensationskraftwerken ist diese Technologie eher für lastvariable Anwendungen geeignet, da sich die eingesetz- ten Blockheizkraftwerke vergleichsweise gut steuern lassen und sich die relativ kom- paktan Vergasungsreaktoren auf Grund der geringen thermischen Trägheit im Prin- zip besser modulieren lassen, wenngleich für eine erfolgreiche Umsetzung der Flexi- bilisierung in der Praxis noch Forschungsbedarf besteht.

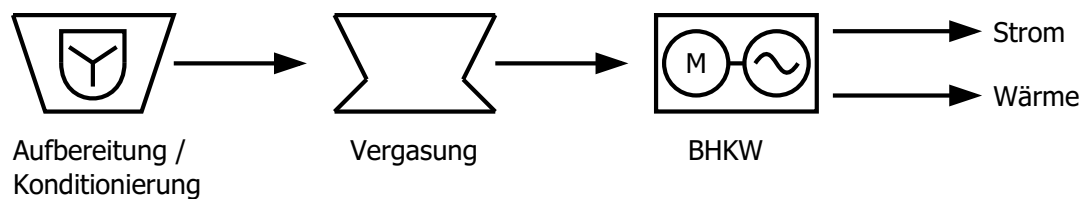


Abb. 1-4 Vereinfachte Prozesskette für die Biomassevergasung mit anschließender Kraft-Wärme-Kopplung

Quelle: DBFZ (2017)

Je nach Anwendungsfall haben aber beide Technologien ihre spezifischen Vorzüge und auch Nachteile, weshalb bei der Anwendung des Kriterienrasters (Teilbericht 1) bedarfsweise auch auf beide Konversionspfade Bezug genommen wird.

Weiterhin ist zu beachten, dass die thermo-chemische Biomassekonversion die bedeutendste Technologie zur reinen Wärmeerzeugung aus Biomasse darstellt, wobei hier unterschiedliche Konzepte zur Verbrennung von unterschiedlichen Biomassen eine Rolle spielen. In Deutschland sind in diesem Bereich vor allem Feuerungsanlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich von Bedeutung.

Tab. 1-4 Beispieltabelle für Techno-ökonomische Kenndaten der Technologiegruppe „Thermo-chemische Konversion“ mit dem Konversionspfad: Biomassevergasung und motorischer Nutzung in einem BHKW

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Durchschnittliche installierte Leistung	kW	29	1.000	1.000	1.000	1.000
Volllaststunden	h	-	-	-	-	-
Durchschnittlicher Leistungsquotient	MW	-	-	-	-	-
Lebensdauer	a	20	20	20	20	20
Investition	€/kW	-	-	-	-	-
Variable Betriebskosten	ct/kWh	-	-	-	-	-
Stromgestehungskosten	ct/kWh	29,23	26,41	23,04	18,17	16,72

Quelle: Thrän et al. (2015)

Thermo-chemische Verfahren können auch genutzt werden, um schwer zugängliche Biomassen in definierte Zwischenprodukte zu überführen (z. B. hydrothermale Karbonisierung oder Torrefizierung), die dann z. B. auch in Kraftstoffe oder andere kohlenwasserstoffbasierte Produkte überführt werden können. Beispielhaft ist ein solches Konzept in Abb. 1-5 dargestellt. Vorteile in diesen neuen Verfahren werden insbesondere darin gesehen, bislang ungenutzte nasse und wasserreiche biogene Rest- und Abfallstoffe (z. B. Grünschnitt, Industrieschlämme, Klärschlamm) zu nutzen und gleichzeitig ein Kraftstoffspektrum zu erzeugen, das nicht den Umweg über Synthese und durch extern zuzuführenden Wasserstoff für die weitere Kraftstoffaufbereitung gehen muss. Weil jedoch in diesem Bericht der Fokus auf den Möglichkeiten zur

Strombereitstellung aus Biomasse liegt, wird dieses Konzept nicht im Detail betrachtet.

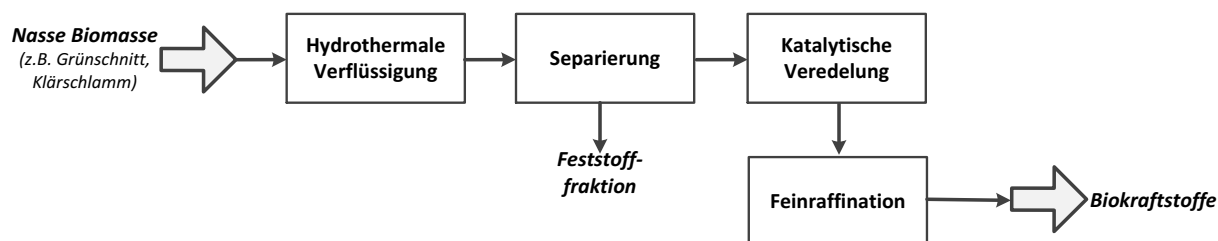


Abb. 1-5 Verfahrenskonzept der mehrstufigen hydrothermalen Verflüssigung

Quelle: DBFZ (2017)

1.4 Technologiebeschreibung Hybrid-Bioraffinerie-Konversionspfad: Konzept für Synergien aus Bioenergie und Power-to-X (SynBioPtX-Konzept)

In Hinblick auf die angestrebte Integration von Bioenergie bzw. der entsprechenden regenerativen Kohlenstoffquellen in eine auf erneuerbare Ressourcen basierende Energiebereitstellung werden gegenwärtig verschiedene Umwandlungsoptionen diskutiert (DECHEMA e.V. 2016).

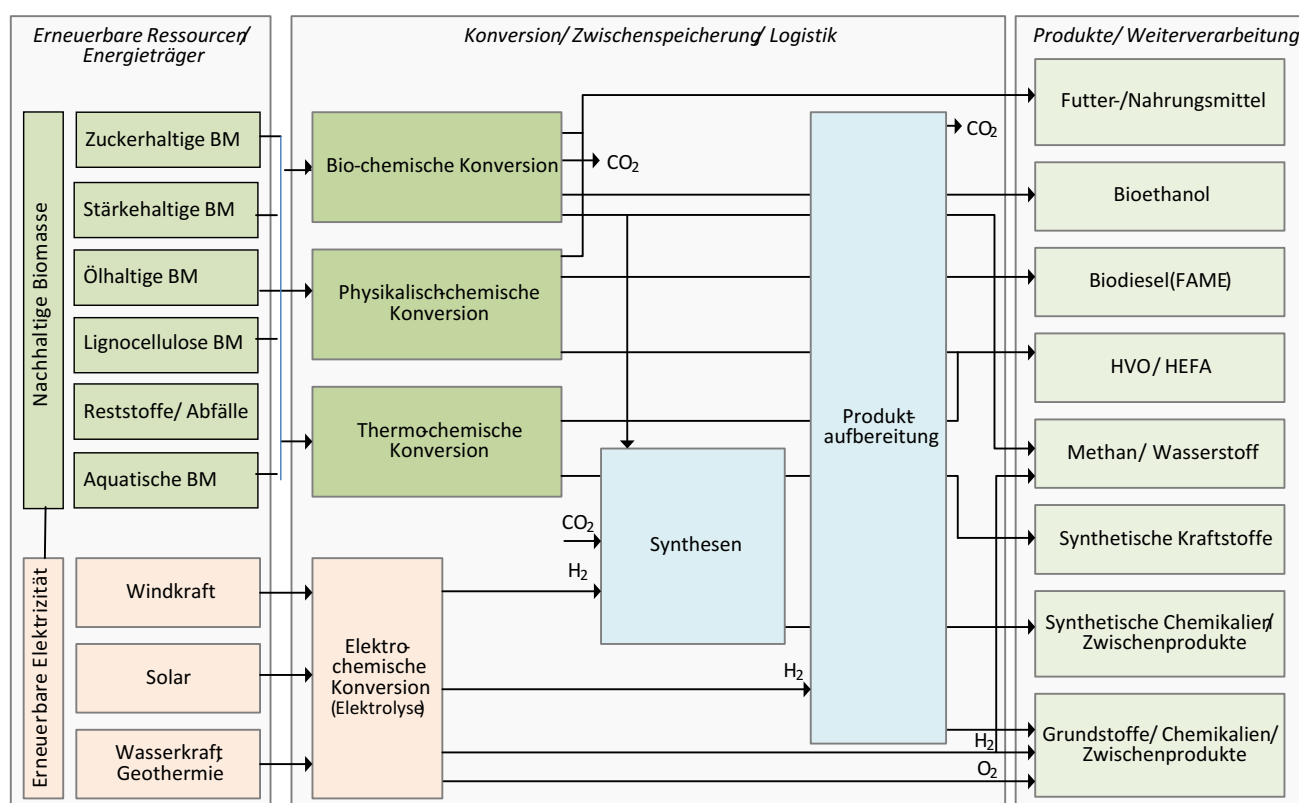


Abb. 1-6 Übersicht verschiedener Konversionspfade im Zusammenspiel zwischen klassischen Konversionsverfahren und erneuerbarem Strom

Quelle: DBFZ (2017)

Sie befinden sich in unterschiedlichen Reifegraden und sind auch für das künftige Energiesystem unterschiedlich relevant. Entscheidend für die hybriden Technologiekonzepte sind aus heutiger Sicht (1) Nutzung von nachhaltig verfügbaren biogenen Rohstoffen, (2) Bereitstellung von Bioenergieträgern, die in die existierenden Infrastrukturen integriert werden können und daher Brückenfunktionen ausüben und (3) die Erzeugung nennenswerter und angereicherter CO_2 -Ströme als Nebenprodukt, die in der Bereitstellung strombasierter Energieträger eingesetzt werden können. Weil diese Systeme bisher nicht etabliert sind, wird nachfolgend ein Konzept stellvertretend dargestellt.

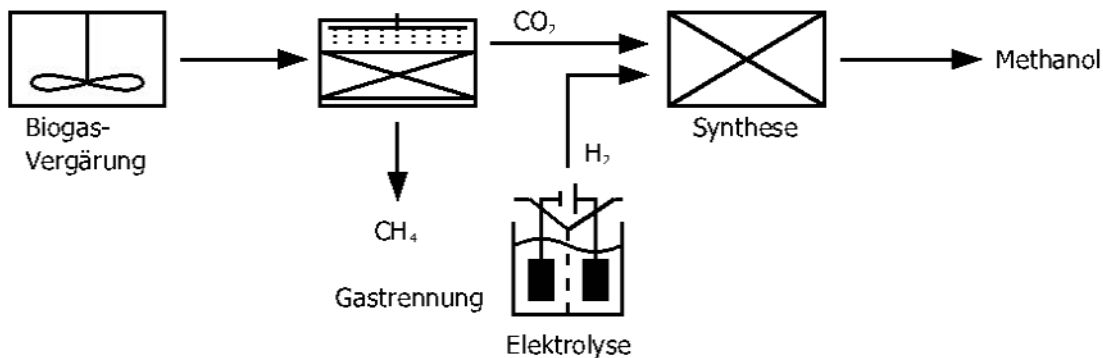


Abb. 1-7 Vereinfachte Prozesskette für die physikochemische Methanolsynthese aus biogenem CO_2 und der Einkopplung von Elektrolysewasserstoff „SynBioPtX-Methanol“

Quelle: DBFZ (2017)

Um diesen Konversionspfad anhand eines konkreten Beispiels zu beurteilen, wurde wie in Abb. 1-7 dargestellt die Prozesskette „SynBioPtX-Methanol“ ausgewählt, wobei die Erzeugung von Elektrolysewasserstoff als Input für die Synthese von Methanol aus biogenem CO_2 genutzt wird. Als geeignete biogene CO_2 -Quelle kommen Konversionspfade in Frage, die sich durch einen hohen CO_2 -Gehalt, ein hohes punktuelltes Aufkommen sowie durch die Abwesenheit von Störstoffen wie Katalysatorgiften auszeichnen. Als Beispiel wurde als CO_2 -Quelle das Abgas der Gasseparation einer Biomethananlage ausgewählt, da hier bei bestimmten Aufbereitungsverfahren hohe CO_2 -Konzentrationen und sehr niedrige Spurengasgehalte vereinen (Beil et al. 2016). Vergleichbare Stoffströme werden auch bei der Bioethanolbereitstellung generiert.

2 Stand F&E in Deutschland

Die Darstellung des Stands der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten (F&E) erfolgt differenziert nach den drei Konversionspfaden, wobei in Einzelfällen auch die speziell ausgewählten Konversionspfade betrachtet werden.

Für diejenigen Technologien, die schon in der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050“ (Wietschel et al. 2010) bewertet wurden, erfolgt zudem ein Rückblick auf die letzten zehn Jahre. Hier werden insbesondere neue technologische Entwicklungen der vergangenen Jahre, die bereits auf die getroffenen energiepolitischen Leitentscheidungen zurückzuführen sind, identifiziert, diskutiert und bewertet. Diese Analyse orientiert sich an folgenden Fragestellungen: Welche Fortschritte wurden seit 2005 erzielt? Welche innovativen Entwicklungen zeichnen sich ab und werden aktuell verfolgt? Wie ist das Innovationspotenzial insgesamt zu bewerten? Was befindet sich noch in der Entwicklungspipeline?

Übergreifende Bezüge zur Digitalisierung

Eine Zunahme dezentraler fluktuierender Einspeisung macht eine aktive, automatisierte Steuerung des Energiesystems erforderlich. Die steigenden Datenmengen können nur mit IKT effizient verarbeitet, zwischen den Systemkomponenten übertragen, gefiltert, verdichtet und akteurs- und anwendungsgerecht aufbereitet werden. IKT fördert so die Kosteneffizienz und ermöglicht zeitgerechte Abläufe und Entscheidungen. Hier braucht es jedoch noch konkrete und anwendungsspezifische Lösungen wie z. B. RegModHarz (Fraunhofer IWES 2012) oder Kombikraftwerk (Knorr et al. 2014). So muss je nach Ebene entschieden werden, wo eine digitale Vernetzung sinnvoll ist. Energie ist eine systemkritische Infrastruktur, so sollten auch autonome und selbstlaufende Teilkomponenten vorhanden sein.

Über die Konversionspfade hinweg bestand und besteht daher Forschungsbedarf im Bereich Digitalisierung. Konkret bedeutet dies: Digitalisierung/IKT im Bereich: Energiegewinnung und -vermarktung (erzeugungsgeführte Flexibilisierung der Prozesse, detailliertere Prognose von Verbräuchen und Einspeisungen, Fahrplanmanagement, Geschäftsmodelle/digitale Vertriebskanäle, automatisierte Steuerung etc.); Energieverteilung (z. B. Netzplanung, Netzmanagement, -kapazität); Energienutzung (intelligente Energienetze auf Basis von smart grids, intelligente Messsysteme: Smart Meter etc., Energie-Apps, Lastmanagement, gezielte Nutzung von Abwärme etc.); Datenschutz und -sicherheit (EWE AG 2014).

2.1 Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung

Anaerobe biochemische Konversionsprozesse sind die Basis für viele biotechnologische Verfahren, die zur Bereitstellung von Energieträgern (z. B. Biogas, Ethanol) und stofflich genutzten Materialien eingesetzt werden. Im Bioenergiebereich tragen die Sektoren Biogas und Biomethan den maßgebend größten Anteil zur Stromerzeugung aus EE bei (BMWi 2017). Im Jahr 2015 entfielen 33 TWh auf die Stromerzeugung, 19 TWh auf die Wärmenutzung sowie 0,5 TWh auf den Verkehrsbereich. Biogas gilt als etablierte Technologie mit notwendigen Optimierungs- und Neuausrichtungsbedarf.

Mit den starken Einschnitten bei der Förderung von Biogas im EEG, steigenden Nachhaltigkeitsanforderungen, einer perspektivischen Sektorenkopplung und der Option zukünftig auch die stoffliche Nutzung der Biogasvergärung zu forcieren, steht der Sektor vor großen Herausforderungen. Ein großes aktuelles und zukünftiges Potenzial liegt insbesondere darin, dass Biogas als speicherbares gasförmiges Konversionsprodukt flexibel zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien aus Wind und Sonne im Stromsektor eingesetzt wird (Hauser et al. 2016).

2.1.1 Aktueller Entwicklungsstand

Mit dem novellierten EEG 2014 traten einschneidende Neuregelungen für die Stromerzeugung aus Biomasse in Kraft. Dies führte zu einem starken Rückgang der Neubauaktivitäten, mit der Ausnahme spezieller Anlagenkonzepte zur Behandlung von Rest- und Abfallstoffen. Der Zubau von Neuanlagen konzentrierte sich ab 2015 vor allem auf Gülle- und Abfallanlagen (Gülle-Kleinstanlagen bis 75 kW_{el} (§27b EEG), Bioabfallanlagen (§27a EEG)). Die Leistung wurde daher überwiegend über Anlagenerweiterungen und Umstellungen auf den flexiblen Anlagenbetrieb bestimmt. Ein Großteil der Biogasanlagen (BGA) konnte in der Vergangenheit kontinuierlich die Wärmenutzung erhöhen und ein Teil der Anlagen durch die Erhöhung der installierten elektrischen Leistung die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen.

Mit der EEG-Novelle 2017 (EEG 2017) wird die Vergütungshöhe aus Biomasse zukünftig vorrangig über Ausschreibungen ermittelt. Durch diese Neuerungen, die zudem mit bestimmten Mindestvoraussetzungen zur Flexibilisierung verknüpft sind, besteht die klare Zielstellung, den Anlagenbestand in den kommenden Jahren weitgehend zu flexibilisieren.

Vor dem Hintergrund der geringfügigen Neubauaktivität (Thrän et al. 2016a) verlagern sich die Aktivitäten der Anlagenhersteller im Biogasbereich zunehmend ins Ausland (Daniel-Gromke et al. 2014). Dies trifft auch auf den Bereich der Bioabfallvergärung zu (Daniel-Gromke et al. 2014), weil auch hier die Rahmenbedingungen für integrierte Bioabfallvergärungs- und -kompostierungsanlagen derzeit ungünstig sind. Trotz zunehmend verbesserter Sammelsysteme und alternativer Verwertungswege bestehen noch erhebliche bisher ungenutzte Potenziale für eine optimierte stofflich-energetische Verwertung aus Bioabfällen (Raussen et al. 2016). Es wird davon ausgegangen, dass 1 bis 2 Mio. Mg/a Nahrungs- und Küchenabfälle aus dem Restmüll genutzt werden könnten, bis zu 0,8 Mio. Mg/a Kompost, 1,2 TWh/a Biogas sowie 0,4 Mio. Mg/a CO₂-Einsparung resultieren (Knappe et al. 2012). In den letzten Jahren zeichnete sich als eingesetzte Technologie bei der Prozessführung der Anlagen zur Bioabfallvergärung ein Trend hin zur Trockenfermentation ab. Für landwirtschaftliche Biogasanlagen ist die Nassfermentation Stand der Technik und das häufigste Verfahren (Scheftelowitz et al. 2015; Daniel-Gromke et al. 2014).

In den letzten Jahren wurden viele Fortschritte im Biogasbereich aufgrund von Forschungsanstrengungen erreicht. Viele F&E-Ergebnisse finden bereits Anwendung im Markt. Diese sind im Folgenden kurz zusammengefasst:

- Steigerungen der Raumbelastung in der Vergärung
- Steigerung in der Energie- und Gasausbeute durch Strategien in der Vorbehandlung (z. B. mechanischen Aufschluss)
- Optimierung für die gezielte Verwertung im Bereich Reststoff- und Abfallverwertung (Bioabfall, Grünschnitt, tierische Exkremente, gewerbliche Speiseabfälle, industrielle organische Abfälle)
- Repowering von Bestandsanlagen – Maßnahmen zur Effizienzbewertung und -steigerung
- Optimierungslösungen durch Prozessüberwachung (Messtechnische Lösungen zur Prozesskontrolle, Sensorentwicklung, Simulation, Modellierung etc.)
- Emissionsminderung für Methan, Ammoniak, Formaldehyd
- Nutzungskonzepte für die Abwärme von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung
- Flexibilisierungsansätze in der Strombereitstellung aus Biogasanlagen
- Erste Umsetzungen von Biogasanlagen in Bioökonomiekonzepten (kombinierte energetisch-stoffliche Verwertung), z. B. Nutzung von Gärrest als Dünger, Extraktion von Faserstoffen
- Gezielte Beeinflussung der Biogas- und Intermediateproduktion (Einfluss von Prozessparametern auf mikrobielle Gemeinschaft)
- „Dark fermentation“ zur Wasserstoffproduktion

Die Übertragung der Methoden und Konzepte auf großtechnische Prozesse und deren Markteinführung steht zum Teil noch aus. Die Herausforderungen, die aus der zunehmenden Sektorenkopplung, der bedarfsgerechten Bioenergiebereitstellung sowie Digitalisierung und dem EEG 2017 resultieren, generieren zukünftig weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

2.1.2 Künftiger Entwicklungsbedarf

Entsprechend verschiedener Energieszenarien (Nitsch et al. 2012; Fraunhofer IWES und IPB, Ifeu 2015; ISI & Consentec; Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015) wird auch in Zukunft von einem moderaten Anstieg der energetischen Biomassenutzung ausgegangen. Einen Großteil des bisher ungenutzten Ausbaupotenzials stellen die Rest- und Abfallstoffe dar. Dieses Potenzial ist ausbaufähig, aber in Höhe von ca. 448 PJ begrenzt (Brosowski et al. 2015). Die Weiterentwicklung von effizienten Verwertungspfaden ist daher entscheidend. Erhebliche Unterschiede zwischen Rest-/Abfallstoffen und Anbaubiomasse bestehen vor allem im Hinblick auf die eingesetzten Techniken zur Aufbereitung, Umwandlung und Nutzung. Nichtsdestotrotz wird in der energetischen Verwertung von landwirtschaftlichen Substraten (in Biogasanlagen) weiterhin ein großer Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen gesehen. Mit Bezug auf den Anbau von Energiepflanzen ist das Ziel einer schonenden Boden-

nutzung und einer Berücksichtigung von Umwelt- und Gewässerschutz besonders zu unterstreichen (Baur et al. 2015; Seyfert et al. 2011; Thrän et al. 2010).

Flexibilisierung der Energiebereitstellung

Ausgehend von den aktuellen ordnungsrechtlichen Bedingungen und den Anforderungen an ein Erneuerbares Energiesystem, liegt der Forschungsschwerpunkt im Bereich anaerobe Verfahren vor allem in der Flexibilisierung der Strombereitstellung, da Biogasanlagen eine der wenigen steuerbaren erneuerbaren Energieformen ist. Die Herausforderung liegt in der Entwicklung von hochflexiblen Anlagenkonzepten hinsichtlich des Energieoutputs bei gleichzeitig hoher Gesamteffizienz. Hierzu gehört die Forschung & Entwicklung in Bereich:

- Prozessüberwachung und -kontrolle für eine Flexibilisierung der Gasproduktion, ein stabiler Betrieb bei wechselnden Raumbelastungen und variierenden Substraten (vorausschauendes Füttern zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung)
- Harmonisierung und Kopplung der Informationsflüsse zwischen Dargebots- und Angebots-basierenden EE-Formen
- Systemintegration und Kombination mit anderen Erneuerbaren Energien
- Optimierung durch „Anlagenpooling“ für die effiziente Erzeugung von Wärme, bedarfsgerechte Stromerzeugung oder dezentrale Gasaufbereitung

Rohstoffbasis

- Entwicklung von hochflexiblen Anlagenkonzepten hinsichtlich der Substratflexibilisierung: Konzepte zur verstärkten Nutzung von Rest- und Abfallstoffen sowie alternativer, landwirtschaftlicher Anbaubiomasse unter Berücksichtigung der sinkenden und schwankenden Substratqualität
- Innovative Substratvorbehandlungsmethoden zur Nutzbarmachung sonst nicht oder nur schwer vergärbare Rohstoffbasen wie Stroh (z. B. durch „steam explosion“)
- Dezidierte Konzepte für Reststoffe und Abfälle der globalen Urbanisierung

Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung

Weitere Forschungsanstrengungen bestehen im Bereich Emissionsminderung von Biogasanlagen bei gleichzeitig hoher Flexibilität und Gesamteffizienz sowie Kostenreduzierung (Förderprogramme BMEL „Nachwachsende Rohstoffe, BMBF „Bioprofit“, „BioEnergie 2021“, BMWi „Energetische Biomassenutzung“). Hierzu gehört die Forschung und Entwicklung von:

- Prozessoptimierung: Substrat(vor)behandlung, Enzymzugaben, Spurenelementzugaben, Fütterungsmanagement, höhere Raumbelastung
- Leistungs- und Effizienzsteigerung durch innovative Gärkonzepte
- Entwicklung von Sensoren zur Beurteilung von Biogas-Prozessen im Hinblick auf eine flexible Strom-bzw. Gasproduktion (Biologie, Gasspeicher)
- Automatisierung des Biogasprozesses

- Angepassten Methoden zur Energie- und Massenbilanzierung
- Methoden zur Substratcharakterisierung von Rest- und Abfallstoffen
- Methoden zur Emissionsmessung, Demonstration von Minderungsmaßnahmen
- Besondere Emissionsminderungsmaßnahmen für den flexiblen Betrieb
- Strategien und Anlagenkonzepte für Bestandsanlagen (Post EEG Konzepte)
- Kombination von stofflicher und energetischer Nutzung (Reststoffen, Nährstoffrückgewinnung aus Gärresten)
- Koppelproduktion (organische Säuren, CO₂); Gärrestaufbereitungskonzepte
- Systemintegration von PtX-Technologien

2.2 Thermo-chemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung

2.2.1 Aktueller Entwicklungsbedarf

Die thermo-chemische Konversion ist heute vor allem durch Technologien zur reinen Wärmeerzeugung geprägt. So ist der Großteil der biogenen EE-Wärmeerzeugung auf Holzfeuerungsanlagen unterschiedlicher Größenklassen zurück zu führen, die in etlichen Anwendungsgebieten schon heute ohne Subventionen konkurrenzfähig sind. Daneben gibt es als zweiten großen Bereich eine Reihe von KWK-Anwendungen in verschiedenen Leistungsklassen. Im oberen Leistungsbereich dominieren unterschiedliche Kondensationskraftwerkstypen mit Wasserdampf- oder ORC-Prozessen. Im mittleren bis kleinen Leistungsbereich kommen verschiedene Vergasertypen zum Einsatz, die mit einem BHKW zur KWK-Nutzung der gereinigten Gase gekoppelt werden. Der Bestand von 795 EEG-Verbrennungsanlagen zur Nutzung fester Biomasse produzierte bei einer installierten Gesamtkapazität von 1,6 GW 11 TW Strom und 11,5 TWh KWK-Wärme. Das EEG 2014 und 2017 hat wie im Biogasbereich den Zubau neuer Anlagen stark eingebremst. Auch bei den Holzvergaseranlagen ist 2016 von keinem nennenswerten Zubau auszugehen. Damit sind maximal 430 Holzvergaseranlagen mit insgesamt etwa 43 MW und einer potenziellen Stromeinspeisung von deutlich unter 0,4 TWh vorhanden.

Die thermo-chemische Vergasung mit anschließender KWK-Nutzung (Motor oder zukünftig auch Brennstoffzelle) wird als ein vielversprechendes Verfahren innerhalb der Energiebereitstellung aus biogenen Festbrennstoffen angesehen, die mit hohem Wirkungsgrad vor allem dezentral Strom und Wärme erzeugt (Zeymer et al. 2013). Als Nebenprodukt entsteht bei manchen Technologien auch Biokohle (Pfemeter und Liptay 2014).

Durch die EEG-Förderung in 2000–2013 hat sich dieser Konversionspfad im Bereich Standardisierung, Anwendungssicherheit, technischer Reife und Emissionsschutz weiterentwickelt. Weitere Entwicklungen zur Flexibilisierung der Anlagen und der besseren Verwertbarkeit unkonventioneller Brennstoffe befinden sich in der Demonstration oder werden als Prototyp umgesetzt und zur Serienreife weiterentwickelt.

Als Substrat werden bei kleinen und mittleren Leistungsbereichen vor allem Holzhackschnitzel oder Holzpellets als Brennstoff genutzt. Dabei bestehen hohe Anforderungen an den Brennstoff hinsichtlich der Reinheit, des Wassergehalts und der Stückigkeit. Es können jedoch auch Rest- und Abfallstoffe, wie beispielsweise Grünschnitt oder Gärreste vergast werden. Hier besteht jedoch noch Optimierungsbedarf in Bezug auf die Gasqualität und den Wirkungsgrad (Full 2015).

Bei der Biomassevergasung bestehen relativ hohe Anforderungen an die eingesetzten Rohstoffe, weshalb auch Konditionierungsverfahren zur Modifikation der eingesetzten Biomassen untersucht werden (Thrän et al. 2016b). Weiterhin können kleine Vergasungsanlagen sehr gut und schnell geregelt werden. Aufgrund derzeit noch relativ hoher Investitionskosten ist die Technologie jedoch nicht weit verbreitet.

Gegenüber biobasierten Kondensationskraftwerken im mittleren Leistungsbereich, vor allem bei der Nutzung von ORC-Prozessen, werden im unteren Leistungsbereich der Biomassevergasung mit anschließender motorischer KWK-Nutzung höhere elektrische Wirkungsgrade von rund 25 bis 30 % erreicht (Ponitka et al. 2016). Mit steigender Anlagengröße ist die Flexibilisierbarkeit der Strombereitstellung bisher durch höhere Komplexität, beschränkte Leistungsregelbarkeit, Aufheizbedarf und komplexes Anfahrverhalten noch eingeschränkt.

Nach der Vergasung kann anstatt einer motorischen Nutzung aber auch eine Prozesskette zur Synthese von Energieträgern z. B. Methan (SNG) erfolgen. In diesem Beispiel ist ein Konversionsgrad Biomasse zu Methan von 70 % bis zu maximal 80 % (abzüglich der Verluste aus der Gasreinigung) möglich. Die Produktion von biogenem Wasserstoff über die thermo-chemische Konversion ist über große Vergasungsanlagen technisch ebenfalls realisierbar (Zech et al. 2013), jedoch bisher wirtschaftlich ohne Förderung nicht tragfähig.

Neben den klassischen Verbrennungs- und Vergasungsprozessen gibt es seit einigen Jahren auch Konversionsverfahren „Hydrothormaler Prozesse“ (HTP) die ebenso den thermo-chemischen Konversionspfaden zugerechnet wird. Der Entwicklungsstand dieser Technologieplattform befindet sich heute in Deutschland im Stadium der Demonstration, wobei vor allem die Klärschlammbehandlung im Vordergrund steht.

2.2.2 Künftiger Entwicklungsbedarf

In vielen Szenarien wird von einem weiteren Anstieg der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung ausgegangen (Kunz und Kirrmann 2016; Nitsch 2016). Durch Markteinführungsprogramme und gezielte Forschung sollte der Übergang von der reinen Wärme- zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung unterstützt werden. Diese Technologien können ein sehr hohes Exportpotenzial aufweisen (Thrän et al. 2015a).

Die aktuellen Entwicklungstendenzen erschweren den Ausbau von Wärmenetzen (kostenintensive Installation von Fernwärmenetzen, nicht signifikant steigende Bevölkerung, erwarteter Rückgang der Wärmenachfrage). Diese sind jedoch für eine großtechnische KWK notwendig. Daher müssen technologische und ökonomische Lösungsstrategien entwickelt werden, die sowohl mit bestehenden Fernwärmenetzen

auf konventioneller Energiebasis als auch mit Mikro-Netzen und Objektversorgungsansätzen harmonisieren (Barisic et al. 2015).

Der Fokus liegt dabei insbesondere auf einer effektiveren Nutzung der Biomasse durch einen deutlichen Anstieg des KWK-Anteils der Biomasse-Verstromung. Dabei könnten sich die Holzvergasung und die Bioenergiegewinnung aus Rest- und Abfallstoffen erst mittel- bis längerfristig bei höheren Nachhaltigkeitsanforderungen bzw. höheren Preisen für Spitzenlaststrom durchsetzen (Thrän et al. 2015a).

Technologieplattform Hydrothermale Prozesse

Hydrothermale Prozesse umfassen Verfahren zur hydrothermalen Umsetzung (hohe Temperatur in wässriger Umgebung) nasser Rohstoffe bei Reaktionsbedingungen von ca. 50 bis 200 bar und zwischen 150 bis 350 °C. Sie werden für die Prozessierung von Kraftstoffen schon länger entwickelt, wenngleich bislang keine kommerziellen Anlagen in Deutschland in Betrieb sind. Die zukünftige Entwicklung der Technologieplattform zu hydrothermalen Prozessen zielt vor allem darauf ab, dass die Entwässerungsfähigkeit der HTP-Produkte und die Möglichkeiten zu Nährstoffrückgewinnung (Stickstoff, Phosphor, Kali) verbessert werden sowie dabei gleichzeitig die Abtrennung von Schwermetallen und anderen Schadstoffen optimiert wird (Vogel 2016). Grundsätzlich besteht noch Entwicklungsbedarf über den gesamten Prozess u. a. in Bezug auf die Skalierung hin zu größeren Durchsätzen; Anpassung der Prozessparameter für höhere Qualität des erzeugten Biocrude.

2.2.2.1 Flexibilisierung der Energiebereitstellung

Vor dem Hintergrund der Anforderungen des Stromsystems sollten die technischen Lösungen für regelbare und örtlich kombinierbare Systeme mit Flexibilisierung der KWK-Systeme zur Stabilisierung der fluktuierenden Stromerzeugung bei konsequenter Wärmeauskoppelung forciert werden. Dabei stehen vor allem kleinere und größere Vergasungsanlagen im Fokus, da zum einen kleinskalige Aggregate in Quartierskonzepten und große Anlagen in Verbindung mit Nahwärmenetzen hohe Gesamtwirkungsgrade versprechen. Generell sollten zukünftige Konzepte aber vor allem hohe elektrische bzw. Gesamteffizienzen aufweisen, hohe Lastwechselraten ermöglichen und dies bei hohen Leistungsbereichen (Thrän 2015). In dem Rahmen spielt der Aufbau von Wärmenetzen eine wesentliche Rolle, da diese für sich genommen und durch zusätzliche thermische Speicher eine hohe stromseitige Flexibilität ermöglichen (Kunz und Kirrmann 2016).

Hohes Innovationspotenzial liegt bei der Vergasungstechnologie insbesondere im kleinen Leistungsbereich. Hier kann mittels optimierter Motoren oder Brennstoffzellen die elektrische Effizienz gesteigert sowie die spezifischen Kosten gesenkt werden und gleichzeitig die Flexibilität und damit die Passfähigkeit zu anderen Technologien verbessert werden. Bis 2050 sind elektrische Wirkungsgrade von > 40 % denkbar, die sich aus einem Kaltgaswirkungsgrad der Vergasung > 75 % und elektrischer Brennstoffzellenwirkungsgrad > 55 % ergeben (Ponitka et al. 2016). Die Forschung sollte auf Konzepte für geeignete Aufbereitung von Nebenprodukten, Rest- und Abfallstoffen, flexible Vergasungsprozess mit geringem Gasreinigungsaufwand und adaptierten Brennstoffzellen konzentriert werden, sowie die notwendigen Systemin-

tegrationsregler entwickeln (Gesamtkonzept SmartBiomassHeat) (Lenz und Ortwein 2017). Dies gilt auch für Vergaser höherer Leistungsbereiche. Die Option Brennstoffzellen-BHKW mit Synthesegas aus Reststroh als Brennstoff hat aus nachhaltiger Sicht langfristiges Potenzial (Eltrop 2014).

Die Entwicklung und Anwendung von Brennstoffzellen könnten zu einem Technologiesprung führen. Forschungsbedarf liegt hier vor allem auch in der Erhöhung und Stabilisierung der Gasqualitäten. So können schwankende Gasqualitäten erheblich zur Degradation der Brennstoffzellen beitragen. Prozessregelungssysteme müssen implementiert werden, um den sicheren Betrieb biogen betriebener Brennstoffzellen zu gewährleisten.

2.2.2.2 Rohstoffbasis

Besonders im kleintechnischen und mittleren Leistungsbereich bestehen Potenziale im Ausbau der Rohstoffvarianz (Rest- und Abfallstoffe). Bisher verursachen ungünstige Rohstoffparameter (z. B. höhere Asche- oder Wassergehalte, geringere Ascheschmelztemperaturen) Probleme in der Produktgasqualität (Zeymer et al. 2013).

Durch eine geeignete Aufbereitung z. B. Waschen, Homogenisieren, Additivieren, Torrefizieren, hydrothermale Prozesse und/oder Kompaktieren können Festbrennstoffe mit definierten Eigenschaften gewonnen, auf die die Vergasungsanlagen optimal ausgelegt und somit hohe Produktgasqualitäten erreicht werden.

Hier setzen viele Fragestellungen zu thermodynamischer und thermo-chemischer Grundlagenforschung für ein breites Brennstoffband an, die vor allem die Effizienzsteigerung der Anlagen im Blick haben. Als Beispiele seien genannt, Zusammenwirkung der komplex interagierenden Teilsysteme, Schnelltests für die Bestimmung der Eignung und Aufbereitungsbedarfe der Reststoffe, praktikable und preisgünstige physikochemische Bestimmung und Konditionierung der Inputströme (FVEE 2016; Rochlitz et al. 2016).

2.2.2.3 Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung

Generell haben Verunreinigungen wie Staub und Aschepartikel sowie besonders höhere Kohlenwasserstoffe wie Teer einen wesentlichen Einfluss auf Qualität des Produktgases in den Arbeitsmaschinen zur Kraft-Wärme-Kopplung und bei Brennstoffzellen. Geeignete Technologieansätze zur Gaskonditionierung sind zurzeit wesentliche Kostentreiber und Hemmnisse für Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen, da diese noch einen hohen technischen Aufwand nach sich ziehen. Um kostengünstige Ansätze zur Emissionsminderung im Bereich staub- und gasförmiger Schadstoffemissionen (Gesamtstaub, PM_{10} , CO, C_nH_m und NO_x) zu entwickeln, sind effektive, kostengünstigste, sichere und langzeitstabile Ansätze gefragt mit denen die geforderten Grenzwerte erreicht werden können (Full 2015). Hier spielt vor allem die Entwicklung von geeigneten Katalysatoren eine zentrale Rolle, da die steigenden Emissionsschutzanforderungen nicht allein durch eine optimierte Prozessführung zu erreichen sind. Ferner besteht Forschungsbedarf in der Kopplung mit anderen EE-Technologien in bivalenten- bzw. multivalenten Systemen. Im Wärmebereich sind das vorrangig solarthermischen Anlagen oder Wärmepumpen oder mit mikrobiellen Biomethanerzeugungsanlagen, die direkt mit Holzgas gespeist werden.

Im Kontext angepasster Systemregler sind ebenfalls entsprechende Prognoseverfahren, Algorithmen und Modelle zur flexiblen Integration in erneuerbare Strom,- und Wärmeversorgungskonzepten erforderlich (Thrän et al. 2016a; Fraunhofer IWES (Hrsg.) 2012; Knorr et al. 2014). Daran anschließend sind auch übergreifende Aspekte der Digitalisierung zum Betrieb und Management von realen Versorgungskonzepten wie Datenschutz, Datensicherheit und Abbildung von Geschäfts- und Abrechnungsmodellen mitzudenken.

2.3 Hybride Bioraffinerie, Konversionspfad: SynBioPtX-Konzept

Bioraffinerien werden für unterschiedliche biogene Rohstoffe konzipiert und weiter entwickelt (z. B. Zucker-Bioraffinerie, Stärke-Bioraffinerie, Pflanzenöl-Bioraffinerie, Lignocellulose-Bioraffinerie, Grüne Bioraffinerie, Synthesegas-Bioraffinerie, Bioraffineriekonzepte auf der Basis von Algen). Die Entwicklung von Bioraffinerien wird international als einer der Leuchttürme für eine nachhaltige Bioökonomie gesehen (Hamm und El-Chichakli 2015) und geht weit über die Transformation des Energiesystems hinaus. Im Folgenden beschränken wir uns daher auf den Kraftstoffaspekt: Aktuell wird die Nutzung von Biokraftstoffen (2014: 32,0 TWh) in Deutschland heute von Biodiesel (vorrangig Raps) gefolgt von Ethanol dominiert (Naumann et al. 2014). Zu einem geringeren Anteil wird in Deutschland Biomethan als Kraftstoff genutzt, welches zumeist über das Erdgasnetz verteilt wird. In Zukunft wird damit gerechnet, dass zunehmend Biomethan aus der Biogasaufbereitung, Ethanol der 2. Generation aus Stroh, biogene Dieselsubstitute (HEFA) und gasförmige oder flüssige Synthesekraftstoffe (z. B. Bio-SNG, BTL) produziert und als Kraftstoffe im Verkehrssektor eingesetzt werden. Da das Potenzial für diese Kraftstoffe begrenzt ist, verfolgen die Mitgliedsinstitute des FVEE den Ansatz, zukünftig vor allem über hybride Konversionsverfahren flüssige Energieträger und auch biobasierte Kohlenwasserstoffe für die stoffliche Nutzung bereitzustellen.

Daneben gibt es im Zuge der Sektorenkopplung neben der Stromdirektnutzung den Bedarf für synthetische chemische Energieträger. In einem ersten Schritt wird dazu aus erneuerbarem Strom durch Wasserelektrolyse Wasserstoff hergestellt. Da aber eine Reihe von Anwendungen und bestehender Infrastrukturen nur bedingt für Wasserstoff geeignet sind, ist zusätzlich auch ein Bedarf für Kohlenwasserstoffe gegeben. Dafür braucht es wiederum erneuerbare Kohlenstoffquellen, da in einem weitgehend erneuerbaren Energiesystem fossile Quellen ausscheiden. Es verbleiben damit perspektivisch drei Möglichkeiten zur erneuerbaren Kohlenstoffgewinnung: Prozessbedingte CO₂-Emissionen (z. B. Stahl- oder Zementherstellung), biomassebasierte CO₂-Emissionen bzw. direkte Einkopplung von Wasserstoff in Biomasseprozessketten (z. B. Biogasaufbereitungsanlagen) oder die technische Abscheidung von CO₂ aus der Luft (siehe auch *Technologiebericht 4.4: Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft*). Aus Sicht der Bioenergie bieten verschiedene Konversionstechnologien ideale Ansatzpunkte für eine Verknüpfung mit Power-to-X Konzepten, da in der Biomasse selbst nennenswerte Mengen Kohlenstoff gebunden sind und bei vielen Verfahren CO₂ als Nebenprodukt anfällt.

In Bezug auf Bioraffinerien wird der Entwicklungsbedarf des SynBioPtX-Konzepts aufgegriffen, welches klassische Biomassekonversionsverfahren und Syntheseprozesse verknüpft und Elektrolysewasserstoff integriert. Die Biomasse oder das in Konver-

sionsprozessen anfallende erneuerbare CO₂ ist dabei die Schnittstelle, steigenden Anforderungen zur Effizienz, Nachhaltigkeit und Treibhausgasminderung gerecht zu werden und fortschrittliche Energieträger und Rohstoffe bereit zu stellen.

2.3.1 Aktueller Entwicklungsstand

In Bezug auf den Stand der Technik sind bereits einzelne Technologien entlang möglicher Prozessketten kommerziell verfügbar, andere im F&E-Stadium (Leonzio 2017; Palmeros Parada et al. 2016). Eine Verknüpfung zu integrierten SynBioPtX-Konzepten für die Herstellung flüssiger Kraftstoffe ist die zentrale Aufgabe in der Zukunft (Müller-Langer et al. 2016; Hornung 2014).

2.3.2 Künftiger Entwicklungsbedarf

In Hinblick auf die zu erreichenden THG-Einsparungen ist zu berücksichtigen, dass genau wie konventionelle Biokraftstoffe, fortschrittliche Biokraftstoffe der gekoppelten Bereitstellung von mehreren Produkten entstammen. Bioraffinerien könnten hierbei durch eine Koppelung von energetischer und stofflicher Nutzung Möglichkeiten eröffnen, die begrenzte Biomasse mit maximalem Gesamtnutzen zu erschließen. Dazu sind im Sinne einer klimaneutralen Kreislaufwirtschaft sog. „Null-Emissions-Technologien“ unter Berücksichtigung des Zusammenspiels erneuerbarer Edukte und Produkte zu entwickeln. Das SynBioPtX-Konzept soll dabei Produkte aus biomasse- und strombasierten Ausgangsstoffen für die stoffliche und energetische Verwertung generieren. Es verspricht dabei vor allem, die Kohlenstoffnutzungseffizienz knapper Biomasseressourcen durch die Einkopplung von Elektrolysewasserstoff zu erhöhen.

Die breite Rohstoffbasis erfordert dabei unterschiedliche Konversionstechnologien, für die im Folgenden exemplarisch Trends und Perspektiven aufgezeigt werden, um die Verknüpfung von Wasserstoffwirtschaft und Bioökonomie zu illustrieren.

2.3.2.1 Flexibilisierung der Energiebereitstellung

Eine grundsätzliche Herausforderung für Konzepte die auf Elektrolysewasserstoff aus PtG (Power-to-Gas) aufbauen, liegt darin, dass der dafür eingesetzte Strom und damit auch der erzeugte Wasserstoff diskontinuierlich anfallen. Die daran anschließenden eher kontinuierlichen Konversionsprozesse erfordern deshalb entweder ebenfalls eine Flexibilisierung oder die Möglichkeit der Wasserstoffspeicherung. Die Speicherung kann aber nicht nur aus prozesstechnischer Sicht notwendig, sondern auch aus ökonomischer geboten sein, um durch eine hohe Auslastung der Anlagen die investitionsgebundenen Produktionskostenanteile möglichst niedrig zu halten. „Smart Processing“ stellt als Bindeglied zwischen unterschiedlich flexiblen Prozessschritten eine weitere Möglichkeit dar, diesen Herausforderungen zu begegnen.

2.3.2.2 Rohstoffbasis

Die Erweiterung der Rohstoffbasis ist ein zentrales Forschungsthema, da vor allem biogene Rest-/Abfallstoffe prozesstechnisch schwieriger zu handhaben sind, als die bisher etablierten Rohstoffe für Biokraftstoffe der ersten Generation. Hierfür sind robuste, inputflexible und trotzdem effiziente Konversionstechnologien notwendig

(siehe auch hydrothermale Prozesse). Auch bei der Nutzung von Algen in Bioraffinerien besteht die Herausforderung darin, die Wirtschaftlichkeit über den gesamten Konversionspfad zu verbessern, einschließlich der vorgelagerten Produktion der Algenbiomasse. Hierfür müssen vorrangig die Kultivierungs- und Verarbeitungskosten gesenkt werden (Laurens und McMillan 2017).

2.3.2.3 Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung

Die Weiterentwicklung und Effizienzsteigerung zukünftiger Bioraffineriekonzepte spielt eine wesentliche Rolle für die zukünftige Marktfähigkeit. Die bislang im Labormaßstab entwickelten Technologien müssen zielorientiert in Demonstrationsanlagen im industriellen Maßstab überführt werden. Hierfür ist eine begleitende Technikbewertung mit Fokus auf Stoff- und Energiebilanzierung sowie Kosten und Umwelteffekte notwendig. Weiteres Innovationspotenzial liegt in der Reduktion von THG-Emissionen. Hierfür müssen effizientere und umweltschonendere Konversionstechnologien entwickelt werden. Besonders sind dafür angepasste Sensoren und Messsysteme zur zeitnahen Regelung des Prozesses und Gewährleistung der optimalen Zusammensetzung und der Prozessbedingungen notwendig. Beispiele sind hier spezielle Multisensoren für Temperatur, CO₂/H₂O/H₂-Konzentrationen mit kurzer Ansprechzeit. Weiterer Forschungsbedarf liegt in der Optimierung der Vernetzung zwischen stofflicher und energetischer Nutzung innerhalb der Bioraffineriekonzepte. Ferner sollte ein stärkerer Fokus auf integrierte Konversionskonzepte als Multiproduktanlagen gelegt werden, die prioritär einsatzflexible Produkte wie Methanol, Ethanol oder SNG erzeugen.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung

Biogasanlagen sind generell kommerziell verfügbar. Vorlaufzeiten bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage sind daher nicht gegeben. Die Umsetzung von neuen Biogasprojekten hat zumeist eine Vorlaufzeit von ein bis drei Jahren (FVB 2014). Aktuelle und anstehende Veränderungen, wie zum Beispiel zukünftig von der EEG-Förderung unabhängig zu werden, Flexibilisierung, Effizienzsteigerung, verstärkter Einsatz von Rest- und Abfallstoffen, Digitalisierung erhöhen die Vorlaufzeiten für Projekte, da der Planungsaufwand zunehmend komplexer wird. Dies ist verbunden mit der Notwendigkeit fortlaufend auf Systemänderungen zu reagieren. Die angegebenen Vorlaufzeiten in Tab. 3-1 beziehen sich daher auf die künftigen Anforderungen an Biogasanlagen.

Für den Fall der Technologien zur Flexibilisierung der Anlagen wird von einer Kommerzialisierung bis 2020 für beide Szenarienbereiche ausgegangen. Für die Kommerzialisierung der restlichen Anforderungen an Biogasanlagen wird 2030 für beide Szenarienbereiche prognostiziert.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung für den Konversionspfad „Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung“

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad „Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung“

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☒ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☒ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung

In der Biomassevergasung ist erst der Beginn der Kommerzialisierung zu erkennen (vgl. Tab. 3-2). Der erfolgreichen Kommerzialisierung kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen steht vor allem die Förderstruktur, Fehlen einheitlicher Planungsvorschriften und rechtliche Rahmenbedingungen, die sich noch vor allem an konventionellen Großkraftwerken orientieren, entgegen (Zeymer et al. 2013). Es wird erwartet, dass sich die KWK-Nutzung aus der Biomassevergasung (kleinere und mittlere Einheiten) auf Basis von Holz oder aus Rest- und Abfallstoffen erst mittel- bis langfristig und unter hohen Nachhaltigkeitsanforderungen bzw. hohen Erlösen für Spitzenlaststrom durchsetzt und marktreif wird (Thrän et al. 2015a). Längere Vorlaufzeiten sind vor allem bei der Kombination Brennstoffzellen-BHKW mit Synthesegas aus Rest- und Abfallstoffen zu erwarten.

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung für den Konversionspfad „Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung“

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Thermo-chemische Konversion – Konversionspfad Biomassevergasung KWK

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

SynBioPtX-Konzept als hybride Bioraffinerie

Die Einzeltechnologien entlang des beispielhaften SynBioPtX-Konzepts sind teils kommerziell verfügbar, jedoch bislang nicht als Gesamtkonzept realisiert (Tab. 3-3). Ferner sind in diesem Zusammenhang weiterführende Möglichkeiten zur Bereitstellung von Biokraftstoffen aus Algen, Bakterien oder Rest-/Abfallstoffen kurzfristig nicht im kommerziellen Maßstab zu erwarten (Kreyenberg et al. 2015). Für eine Kommerzialisierung sind daher klare Umsetzungsmaßnahmen notwendig.

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung für den Konversionspfad „SynBioPtX-Konzept“

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☒ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Trotz der noch in allen Konversionspfaden zu lösenden Optimierungsfragen stehen in allen genannten Bereichen bereits ausgereifte und marktgängige Technologie zur Verfügung. Um dieses als eine zukunftsfähige Option weiter zu entwickeln und durch neue Ansätze zu ergänzen, stehen in den nächsten Jahren vor allem die nachhaltige flexible Energiebereitstellung sowie die Senkung der Treibhausgasemissionen im Fokus der Forschung. Die Bewertung in Tab. 3-4 bezieht sich auf die drei Technologiegruppen (TG) bzw. Konversionspfade / Konversionspfad:

- TG 1.1.1 Biochemische Biomassekonversion / Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung
- TG 1.1.2 Thermo-chemische Konversion / Biomassevergasung + KWK
- TG 1.1.3 SynBioPtX-Konzept als hybride Bioraffinerie

Tab. 3-4 Aktuelles Entwicklungsstadium des gesamten Technologiefeldes Bioenergie sowie der betrachteten Technologiegruppen

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TG 1.1.1	T1.1.2	T1.1.3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level

TG 1.1.1 = Biochemische Biomassekonversion / Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung

TG 1.1.2 = Thermochemische Konversion / Biomassevergasung + KWK

TG 1.1.3 = SynBioPtX-Konzept als hybride Bioraffinerie

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko

Die Bewertung wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken wird getrennt für die drei ausgewählten Technologiegruppen bzw. Konversionspfade in den nachfolgenden Tabellen Tab. 3-5, Tab. 3-6 und Tab. 3-7 vorgenommen.

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Die technischen Forschungs- und Entwicklungsrisiken für Biogas sind relativ gering, da die prozesstechnologischen Grundlagen bereits auf einen großen Fundus an Erfahrungen aufbauen können. Das wirtschaftliche F&E-Risiko ist hingegen hoch, da Entwicklungsperspektiven sehr stark an die politischen Rahmenbedingungen gekoppelt sind und bestimmte Forschungsfragen der Unsicherheit ausgesetzt sind, dass diese unter veränderten Rahmenbedingungen nicht mehr relevant sind.

Tab. 3-6 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe „Thermo-chemische Konversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Das technische F&E-Risiko für Technologien zur thermo-chemischen Konversion ist als eher hoch einzustufen, da aktuell vor allem Forschungsfragen von Interesse sind, die auf neuartigen Prozessen beruhen oder bisher wenig erforschte Materialien und konzeptionelle Ansätze zur katalytischen Emissionsminderung verfolgen und daher mit hohen Risiken verbunden sind. Das wirtschaftliche F&E-Risiko ist wie bei der biochemischen Konversion als hoch einzustufen, da die Marktchancen auch hier ganz wesentlich an den regulatorischen Rahmen gekoppelt sind. Es spielt dabei zwar weniger die Ausgestaltung von Anreizsystemen eine Rolle als vielmehr die Ausgestaltung emissionsschutzrechtlicher Regelungen, die sowohl für die Konversionstechnologien als auch für spezifische Emissionsminderungsmaßnahmen maßgeblich sind.

Tab. 3-7 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe „Hybride Bioraffinerie“, Konversionspfad: SynBioPtX-Konzept

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Das technische F&E-Risiko für Technologien im Zusammenhang mit dem SynBioPtX-Konzept wird als eher gering eingeschätzt, da die grundlegenden Prozesselemente bereits einen breiten und tiefen Wissensstand aufweisen und vor allem die passende Verknüpfung der einzelnen Komponenten Unsicherheiten unterliegt. Das wirtschaftliche F&E-Risiko wird hoch eingeschätzt, da mittelfristig unklar ist, wie schnell eine Transformation des Raffineriesektors von fossilen Quellen hin zu erneuerbaren Rohstoffen erfolgt, vor allem vor dem Hintergrund, dass durch die zunehmende Substitution von Erdgas und Erdöl in energetischen Anwendungen auf dem Markt durch ein Angebotsüberhang die Preise für fossile Rohstoffe niedrig bleiben (Foster et al. 2017) und so Konkurrenzprodukte keine schnelle und umfassende Marktdurchdringung erfahren könnten.

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Die Rohstoffrisiken werden für alle drei Technologiegruppen der Bioenergie zusammengefasst dargestellt, da für einzelne Technologien mineralische, metallische oder petrochemische Rohstoffe keine überdurchschnittliche Bedeutung haben. Dennoch spielen für einzelne Komponenten diese Stoffgruppen vor allem bei der biochemischen und thermo-chemischen Konversion oder der Abgasnachbehandlung beim Einsatz von Katalysatoren eine gewisse Rolle. In Bezug auf die gesamte Technologiegruppe nehmen diese jedoch keine herausgehobene Stellung ein. Dominierend sind für alle Technologien und Konversionspfade in erster Linie Rohstoffrisiken auf Seite der Stoffströme. Für die jeweiligen Edukte gelten sowohl für den Bereich Abfall- und Reststoffe als auch für forstliche und landwirtschaftliche Nebenprodukte und Anbaubiomasse jeweils sehr individuelle Risiken für deren langfristige, technische, nachhaltige und ökonomische Verfügbarkeit. Die Frage zur Verfügbarkeit von Einsatzstoffen ist neben der Technologie der entscheidende Schlüsselfaktor für die Umsetzbarkeit von Bioenergiekonzepten.

3.3 Zusammenfassung Förderrelevanz

Zukünftig muss die Bioenergieforschung in einem nachhaltigen Gesamtenergiesystem zunehmend systemische Fragen beantworten. So rücken zum Beispiel Aspekte der Sektorkopplung (Strom, Wärme und Verkehr) und die Steuerung komplexer Systeme mit dezentralen Strukturen stärker in den Fokus (Henning et al. 2015). In den betrachteten Technologiegruppen des Technologiefeldes „Bioenergie“ sind besonders die Bereitstellung von nachhaltigen Bioenergieträgern, von Systemdienstleistungen

und Flexibilitätsoptionen, sowie Emissionsminderung besonders forschungsrelevant (Thrän et al. 2015a).

In der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050“ (Wietschel et al. 2010) wurde bereits der Bedarf der Forschungsförderung für die skizzierten Technologien beschrieben. Für die weitere Entwicklung der Technologien besteht weiterhin zusammengefasst über alle Technologiefelder aufgrund von Marktdefiziten Förderbedarf aus folgenden Gründen:

- Lange Zeithorizonte für die Entwicklung neuer Technologien und Prozessen bis zur Kommerzialisierung, insb. unter wechselnden Rahmenbedingungen und damit mangelnder Ziel- und Planungssicherheit für die Marktakteure.
- Ökonomische Risiken für die Forschung und Entwicklung ausgewählter Energietechnologien durch Marktakteure nicht allein abdeckbar.
- Strategischer Stellenwert der Bioenergie als Flexibilitätsoption und Systembaustein innerhalb von Bioökonomiewertschöpfungsketten.
- Beständig steigende Anforderungen an die Emissionsminderung tangieren vor allem Technologieansätze zur Emissionsminderung, Analytik und Sensorik.
- Die in vielen Bereichen erzielte Technologieführerschaft soll langfristig gesichert und ausgebaut werden.

Technologieseitig liegen die F&E-Schwerpunkte über alle Technologiefelder in den folgenden Bereichen:

- Optimierung der Reststoff- und Abfallaufbereitung (inkl. Abfall- und Produktrecht)
- Effizienzsteigerungen in der Umsetzung der Ausgangsstoffe in verschiedene Produkte, die nicht nur für die energetische Nutzung relevant sind
- Minderung der prozessbedingten Emissionen entlang der Bereitstellungskette
- Kommerzialisierung und Weiterentwicklung von Optimierungsansätzen
- Flexibilisierung: hochflexible Anlagenkonzepte in Bezug auf Substrate und Output sowie Outputzeiten
- Sektorenkopplung bzw. Koppelung mit anderen EE (Hybridsysteme) sowie Verknüpfung von stofflicher und energetischer Verwertung (z. B. durch SynBioPtX)
- Digitalisierung zur Anlagensteuerung, Vermarktung und Systemintegration

Diese Bausteine sind die Basis für eine künftige smarte Bioenergienutzung zum einen in kleinen, sehr präzise geregelten Anlagen eingebunden in multivalente Versorgungssysteme und zum anderen in hochintegrierten großskaligen Konversionsanlagen mit dem Ziel, zu einer hocheffizienten und nachhaltigen Energie- und Rohstoffversorgung beizutragen. Die Grundvoraussetzung für diese Entwicklung liegt in der Kontinuität der Forschung und in langfristig ausgerichteten politischen Rahmenbedingungen, die vor allem die langfristig sicher abschätzbaren Notwendigkeiten abbilden. Nachfolgend ist die Förderrelevanz für die einzelnen Technologiegruppen zusammengefasst.

Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung

Zusammengefasst verfügt die Biogastechnologie kurz- bis mittelfristig über Innovationspotenzial in Richtung flexible Strombereitstellung und kombinierter Wärmebereitstellung. Über die reine Energieerzeugung hinaus können die etablierten Vergärungsverfahren mittelfristig auch zur Gewinnung von Zwischenprodukten für die stofflich-energetische Nutzung weiterentwickelt werden. Die Forschung dazu ist vor allem noch grundlagenorientiert. Hingegen adressieren die erwähnten energetischen Aspekte vorrangig einen stabilen Anlagenbetrieb bei variierenden Substraten, hohen Raumbelastungen und auch die Optimierung der Biogasaufbereitung.

Thermo-chemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung

Gemäß verschiedener Studien (Thrän et al. 2015; Nitsch 2016; Nitsch et al. 2012; Fraunhofer IWES et al. 2015) hat die KWK-Nutzung von Synthesegas aus fester Biomasse bei Verschärfung der Nachhaltigkeitsanforderungen und technischer Optimierung langfristig das Potenzial, eine wichtige Rolle innerhalb der energetischen Biomassenutzung zu übernehmen. Die Förderrelevanz in der Technologiegruppe thermo-chemische Biomassekonversion liegt insbesondere in der Entwicklung und Optimierung von Biomasse-KWK-Anlagen im Leistungsspektrum von wenigen kW_{el} bis ca. 5 MW_{el}. Die Forschungsschwerpunkte betreffen vor allem

- thermodynamische und thermo-chemische Grundlagen für die Konversion von Rest- und Abfallstoffen sowie Nebenprodukten mit hoher Betriebsflexibilität im Betrieb (FVEE 2016),
- emissionsarme und flexible Mikro- und Klein-Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen auf Basis fester biogener Abfallstoffe, Rückstände und Nebenprodukten,
- Schnittstellen zur Gebäude- und Regelungstechnik sowie Regelungsalgorithmen,
- Datenverarbeitung zur Vernetzung und optimalen Regelung der Anlagen im Systemverbund unter Berücksichtigung der Datensicherheit (Szarka et al. 2016)

Aufgrund von Anforderungen zur Emissionsminderung (z. B. TA Luft) besteht weiterhin Forschungsbedarf zu Sekundärmaßnahmen für die Emissionsminderung an Kleinfeuerungsanlagen (Hartmann und Lenz 2014; Matthes und Hartmann 2013).

Hybride Bioraffinerie, Konversionspfad: SynBioPtX-Konzept

Im Sinne eines ganzheitlichen und umfassenden Ansatzes zur Energiewende als breit angelegtem Transformationsprozess ist vor allem eine deutlich stärkere Kopplung der einzelnen Sektoren erforderlich. Hier verspricht die Kopplung von Biomasse- und strombasierten Technologien eine Reihe bislang ungenutzter Synergien, die es u. a. erlauben ein höheres Potenzial an erneuerbarem Kohlenstoff (C) zu erschließen und gleichzeitig Emissionen zu mindern. Dafür bedarf es dem SynBioPtX-Konzept folgend einer technologieoffenen Weiterentwicklung der beteiligten Technologiekomponenten entlang entsprechender Konversionsketten. Ein Instrument zur Frühindikation für Wettbewerbsfähigkeit im Kontext Nachhaltigkeit ist eine an die jewei-

ligen TRL/FRL-angepasste Technologiebewertung (Müller-Langer et al. 2016). Die Weiterentwicklung von flüssigen Kraftstoffen über SynBioPtX ist auch deshalb erforderlich, weil durch die künftig anspruchsvolleren Randbedingungen bestimmte Anwendungen wie z. B. Biokerosin als Flugkraftstoff nicht bedient werden können (Thrän et al. 2015a).

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die Marktpotenziale wurden auf Basis von Daten aus der Studie Meilensteine 2030 (Thrän et al. 2015) abgeleitet. Dazu ist zu beachten, dass die in Tab. 4-1 dargestellten installierten Kapazitäten und bereitgestellten Energiemengen nicht kumulativ zu interpretieren sind, sondern zwei Allokationsprioritäten darstellen, wobei zum einen eine vorrangige KWK-Nutzung (Strom und Wärme) und zum anderen eine vorrangige Produktion von Kraftstoffen unterstellt wird.

Tab. 4-1 Nationale Ausbaupfade Deutschlands für das Technologiefeld Bioenergie in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (Maximale Allokation für die einzelnen Sektoren, kein konsistentes Gesamtportfolio)

Sektor		Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Strom	Kapazität	[GW]	6,5	12,9	21,6	32,6	49,6
	Arbeit	[TWh]	49	84	119	147	174
	Volllaststunden	[h]	7.500	6.500	5.500	4.500	3.500
Wärme	Kapazität	[GW]	33	35,2	28,1	27,1	25,8
	Arbeit	[TWh]	132	123	84	68	52
	Volllaststunden	[h]	4.000	3.500	3.000	2.500	2.000
Verkehr	Kapazität	[GW]	14,8	14,3	25,7	32,4	35,5
	Endenergie	[TWh]	119	115	206	260	284
	Volllaststunden	[h]	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000

Quelle: Thrän et al. (2015), nachhaltige Szenarien mit prioritärer KWK- bzw. Kraftstoffherzeugung

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen

Der Beitrag zur Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen baut auf den in Kriterium 3 dargestellten Marktpotenzialen auf, wobei weitere Abschätzungen und Einflussgrößen in die Berechnung einbezogen wurden. Zum einen wurde aus unterschiedlichen Quellen die Vorkettenemissionen für die Strom- Wärme- und Kraftstoffproduktion aus Biomasse abgeschätzt (Majer et al. 2015; Meisel et al. 2015; Oehmichen et al. 2015; Thrän und Pfeiffer 2013). Zum Anderen wurden aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Hermann et al. 2015) die Kennwerte für die sektoralen Referenzemissionen hergeleitet. Zur Bestimmung der Referenzemissionen wurden jeweils die zeitlich determinierten Mischungsverhältnisse der fossilen Energieträger mit den spezifischen Emissionsfaktoren verknüpft. Es wird also angenommen, dass die Bioenergie in allen drei Sektoren vollständig den im jeweiligen Jahr vorherrschenden Mix an fossilen Energieträgern verdrängt, auch wenn diese Annahme den Beitrag zur THG-Minderung wahrscheinlich überschätzt, da der Biomasse-

seeinsatz im Energiesystem nicht vollständig durch eine Substitution fossiler Energieträger erfolgt. Durch den direkten Zusammenhang zu den Marktpotenzialen ist weiterhin zu berücksichtigen, dass die unter Tab. 4-2 dargestellten absoluten Beiträge zur Emissionsminderung ebenfalls nur innerhalb der einzelnen Sektoren zu betrachten sind und diese nicht kumulativ interpretiert werden dürfen.

Tab. 4-2 Beitrag zu Klimazielen

	Sektor	Bezug	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Vorketten-Emissionen	Strom	spezifisch	[t CO ₂ /MWh]	0,250	0,232	0,196	0,161	0,125
	Wärme	spezifisch	[t CO ₂ /MWh]	0,025	0,024	0,021	0,018	0,015
	Kraftstoffe	spezifisch	[t CO ₂ /MWh]	0,117	0,104	0,091	0,078	0,065
Referenz-emissionen	Strom	spezifisch	[t CO ₂ /MWh]	0,731	0,803	0,923	0,926	0,991
	Wärme	spezifisch	[t CO ₂ /MWh]	0,256	0,250	0,242	0,239	0,237
	Kraftstoffe	spezifisch	[t CO ₂ /MWh]	0,259	0,260	0,261	0,261	0,261
Max. THG-Minderungsbeitrag je Sektor	Strom	spezifisch	[tCO ₂ /MWh]	0,481	0,571	0,727	0,765	0,866
		absolut	[Mio.t CO ₂]	29	48	86	112	150
	Wärme	spezifisch	[t CO ₂ /MWh]	0,231	0,226	0,221	0,221	0,222
		absolut	[Mio.t CO ₂]	28	28	19	15	11
	Kraftstoffe	spezifisch	[t CO ₂ /MWh]	0,143	0,156	0,170	0,183	0,196
		absolut	[Mio.t CO ₂]	17	18	35	47	56

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Der Beitrag der Bioenergie im Allgemeinen und der oben dargestellten Technologiegruppen bzw. Einzeltechnologien wird im Rahmen dieser Ausarbeitung nicht dargestellt, wenngleich die energetische Biomassenutzung hierfür wesentliche Beiträge leisten kann (EEA 2013). Eine quantitative und auch qualitative Bewertung über die gesamte Bioenergie hinweg ist auf Grund der komplexen Wechselwirkungen der Bioenergie mit einer Reihe von anderen Stoff- und Wirtschaftskreisläufen nicht trivial.

Gleichwohl können Bioenergieanwendungen beispielsweise einen direkten Beitrag zur Vermeidung des Verbrauchs fossiler Energierohstoffe oder der effizienten Biomassenutzung in Kaskadensystem erzielen. Als Flexibilitätsoptionen können Bioenergieanlagen weiterhin im Stromsektor einen Beitrag zum Ausgleich schwankender Residuallasten leisten und damit die Energieeffizienz im Stromsektor positiv beeinflussen (Holzhammer 2015).

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Die Kosteneffizienz wird im Rahmen der Studie wie der Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz nicht dargestellt. Zum einen tritt auch hier die Problematik auf, dass sich vielfältige Wechselwirkungen zu anderen Wirtschaftsbereichen ergeben,

vor allem in der Land-, Forst- und Abfallwirtschaft. Zum anderen sind die einzelnen Bioenergiotechnologien hierbei sehr heterogen und daher im Einzelfall zu betrachten. Diese Einzelfallbetrachtung würde an dieser Stelle aber deutlich den Rahmen sprengen, wenngleich es Untersuchungen zu einzelnen Instrumenten wie dem Marktanreizprogramm gibt (Stuible et al. 2016), die eine positive Nettobilanz aufweisen.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die Abschätzung der inländischen Wertschöpfung erfolgte auf Basis von Zahlen des BMWi (BWi 2016b), das für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr die inländische Wertschöpfung aus der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen zur Energieerzeugung aus Biomasse darstellt. Der überwiegende Teil der Wertschöpfung der Bioenergie im Jahr 2015 resultiert aus dem Anlagenbetrieb (84 %), trotz des Umstandes dass 2015 die Neubauaktivität in den Sektoren Strom und Wärme gering bis moderat und im Biokraftstoffbereich praktisch null war. Als konservative Schätzung werden deshalb ausschließlich die Wertschöpfungseffekte aus dem Anlagenbetrieb abgebildet. Dazu wurde für das Bezugsjahr 2015 die sektorenspezifische Wertschöpfung je TWh [Mio. €/TWh] bereitgestellter Endenergie berechnet. Dieser Wert wurde anschließend mit den in den Jahren 2020, 2030, 2040 sowie 2050 abgeschätzten Endenergiemengen der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr multipliziert. Es wird dabei unterstellt, dass die Wertschöpfungseffekte aus dem Betrieb an die mittlere Preisentwicklung gekoppelt sind und damit inflationsbereinigt keiner Veränderung unterliegen.

Tab. 4-3 Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld Bioenergie hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes

Sektor		Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Strom	spez. Wertschöpfung	[Mrd. €/TWh]	0,0758	-	-	-	-
	Arbeit	[TWh]	49	84	119	147	174
	Wertschöpfung	[Mrd. €]	4,5	6,3	9,0	11,1	13,2
Wärme	Kapazität	[Mrd. €/TWh]	0,0240	-	-	-	-
	Arbeit	[TWh]	132	123	84	68	52
	Vbh	[Mrd. €]	2,9	3,0	2,0	1,6	1,2
Verkehr	Kapazität	[Mrd. €/TWh]	0,0211	-	-	-	-
	Endenergie	[TWh]	119	115	206	260	284
	Vbh	[Mrd. €]	2,5	2,4	4,3	5,5	6,0

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

In den betrachteten Technologiefeldern nimmt Deutschland aufgrund der erfolgreichen Entwicklungen eine weltweite Spitzenposition ein (Tab. 4-4). Um die Positionierung der deutschen Akteure im Bereich der Bioenergie zu festigen und auszubauen, sind weitere Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten bei gleichzeitiger Darstellung von Entwicklungsperspektiven auf dem heimischen Markt erforderlich (FVEE 2016; Barisic et al. 2015). Die Chancen und Potenziale der Bioenergie-technologien werden bisher in der öffentlichen Debatte noch nicht ausreichend aus industrie- und wirtschaftspolitischer Sicht wahrgenommen. Eine verstärkte Vermarktung des Knowhows „Made in Germany“ wäre hier angemessen (Barisic et al. 2015).

Bereits jetzt weisen verschiedene Technologien ein hohes Exportpotenzial auf. Vor dem Hintergrund des künftig geringeren Ausbaus in Deutschland verlagern sich die Aktivitäten der Anlagenhersteller im Biogas- und Holzvergasungsbereich zunehmend ins Ausland (Daniel-Gromke et al. 2014; Rochlitz et al. 2016). Dies ist auch für die Zukunft zu erwarten. Weltweit ist dabei insbesondere für die Zielmärkte in den USA, China und Japan aber auch in vielen europäischen Ländern eine große Dynamik zu verzeichnen. Gleichzeitig ist auf Grund der dort relativ attraktiven Marktbedingungen eine starke Konkurrenz durch Aktivitäten in Forschung und Technologieentwicklung zu erwarten.

Ein erhebliches Marktpotenzial ist auch in vielen sich entwickelnden Ländern gegeben. Die in Deutschland entwickelten Technologien zur Systemintegration der Bioenergie bieten zahlreiche Möglichkeiten besonders in Ländern mit schlecht ausgebauter Energie-Infrastruktur. So können flexibel betriebene Biogasanlagen das Rückgrat ländlicher Energieversorgungsstrukturen bilden und gleichzeitig durch die Verarbeitung von biogenen Abfällen Umwelt- und Hygieneprobleme lösen (IRENA 2014).

Tab. 4-4 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie im Technologiefeld Bioenergie (Übergreifend für alle drei Technologiegruppen)

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☒ Technologieführerschaft ☐ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budget

Zur Abschätzung des F&E-Budgets im Technologiefeld Bioenergie wurde als Primärquelle die IEA-Datenbank zu den Forschungs- und Entwicklungsbudgets (Energy Technology RD&D Budgets Database) (IEA 2016a) herangezogen. Die Datenbank enthält beginnend mit dem Jahr 1974 für 29 Länder und die Europäische Kommission Angaben zur Forschungs- und Entwicklungsbudgets für 178 Technologien aus acht Gruppen (IEA 2016b). Da diese nicht direkt auf die hier verwendeten Technologiegruppen übertragbar sind, wird für das gesamte Technologiefeld Bioenergie das

FuE-Budget ausgewiesen. Es wurden dazu F&E-Budgets für folgende Technologien aus der Datenbank zusammengefasst: *143 Agriculture and forestry, 34 Biofuels (incl. liquids, solids and biogases), 341 Production of liquid biofuels, 3411 Gasoline substitutes (incl. ethanol), 3412 Diesel, kerosene and jet fuel substitutes, 3413 Algal biofuels, 3414 Other liquid fuel substitutes, 3419 Unallocated production of liquid biofuel, 342 Production of solid biofuels, 343 Production of biogases, 3431 Thermochemical, 3432 Biochemical (incl. anaerobic digestion, 3433 Other biogases, 3439 Unallocated production of biogases, 344 Applications for heat and electricity, 345 Other biofuels, und 349 Unallocated biofuels.* Es wird nachfolgend zum einen zwischen nationalen, europäischen und weltweiter Aggregation unterschieden. Zum anderen werden die kumulierten Budgets über die gesamte Zeitreihe (1974 bis 2015) und als Trendübersicht der Entwicklung über die letzten 5 Jahren (2010 bis 2015) dargestellt (Tab. 4-5).

Tab. 4-5 F&E Budgets für die energetische Biomassenutzung in Deutschland, der EU und Weltweit für die Jahre 2010 bis 2015 und kumuliert für den Zeitraum 1974 bis 2015 in Mio. €

Jahr(e)	Einheit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1974-2015
BRD	Mio. €	62,29	85,9	70,5	70,0	69,2	69,8	854
EU	Mio. €	904,9	913,1	848,3	881,9	889,6	445,6	11.639
Welt	Mio. €	2.951,1	2.198,1	2.516,8	2.188,9	2.238,7	1.862,0	32.205

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von IEA (2016a)

Um die Angaben zum eingesetzten FuE-Budget ins Verhältnis zu setzen, erfolgt in Tab. 4-6 ein Vergleich der nationalen und internationalen Budgets für das Jahr 2015 sowie die absoluten und relativen mittleren Entwicklungstrends der Jahre 2010 bis 2015. Die absoluten Trends spiegeln dabei den Mittelwert der jährlichen Veränderungen der 5 Jahre wieder. Der Trend der relativen Veränderungen wurde dem gegenüber als Mittelwert der jährlichen relativen Änderungen angeben, gibt also die mittlere Steigerungsrate in diesem Zeitraum wieder.

Tab. 4-6 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Bioenergie

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene für Bioenergie in Dtl.		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung für Bioenergie (2015)	Mio. €	69,8
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ Mio. €/a	1,7
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	1,5
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	863
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	8,1
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)* ¹	+ %/a	-2,6
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets für Bioenergie international		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt und/oder im Vgl. mit im Technologiefeld besonders aktivem Land/Ländern (ggf. nachfolgende Zeilen kopieren)		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung für Bioenergie (2015)	Mio. €	1.862
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ Mio. €/a	-445
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	-18,05
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	1.106.846
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	0,17
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	-13,3
* ¹ Trend bezieht sich auf die relative Veränderung des Anteils der FuE Ausgaben für Bioenergie in Relation zu den gesamten FuE Ausgaben für die Energieforschung		

Teilkriterium 8.3 Publikations- und Patentanalyse

Die *Publikationsanalyse* wurde auf Basis von scopus.com für das Referenzjahr 2014 durchgeführt. Für den linearen Trend der letzten 5 Jahre der deutschen Publikationen wurden die Jahre 2009–2013 berücksichtigt. Der lineare Trend berechnet sich als Anstieg (m) der Funktion $y = m \cdot x + b$ (y =Anzahl der Einzelpublikationen D 2009–2013; x = Jahre 2009-2013). Für den linearen Trend in „%/a bzgl. „Absolutwert“ wird als Absolutwert der „Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen für den Status quo 2014“ verwendet. Für den linearen Trend in „%/a bzgl. Relativwert“ wird als Relativwert der „(Relative) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)“ verwendet.

Die Suchwörter beziehen sich auf den „Title“, „Abstract“ und die „Keywords“. Folgende Suchgebiete wurden eingeschlossen: Environmental Science, Energy, Chemical Engineering, Engineering, Agricultural and Biological Science, Chemistry, Biochemistry, Genetics and Molecular Biology, Immunology and Molecular Biology, Social Science, Earth and Planetary Science.

Die *Patentanalyse* wurde auf Basis von DEPATISnet – der Datenbank zu Patentveröffentlichungen aus aller Welt des Deutschen Patent- und Markenamtes (depatisnet.dpma.de) durchgeführt (Maske der Einsteiger Recherche). Als Suchwörter wurden *biogas + KWK* angewendet. Bei der Suche wurde das Veröffentlichungsdatum, nicht das Anmeldedatum angewendet.

Tab. 4-7 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Biochemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	3–30
	% bzgl. Welt	6–8
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre 2009–2013)	%/a bzgl. Absolutwert (2014)	13–45
	%/a bzgl. Relativwert (D/Welt 2014)	15–60
Patente als Entwicklungsindikator		
(Relativer) Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	8
	%	67
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre, 2009–2014)	%/a bzgl. Absolutwert (2014)	13,8
	%/a bzgl. Relativwert (D/Welt 2014)	1,7

Für die Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung“ wurden 3 Optionen als Suchwörter für die Publikationsanalyse gewählt: 1. *anerobic digestion AND energy*, 2. *biogas AND anerobic digestion AND energy*, 3. *biogas AND CHP*. Folgende Suchgebiete (Subject area) wurden ausgeschlossen: *Medicine, Mathematics, Decision Science; Materials Science; Multidisciplinary; Health Professional, Computer Science, Economics, Econometrics and Finance, Neuroscience; Physics and Astronomy; Pharma; Undefined; Business, Management and Accounting, Arts and Humanities; Social Science; Veterinary*.

Als Ergebnis wurden entsprechende Spannbreiten für die verschiedenen Optionen der Suchanfrage angegeben. Deutschland liegt im weltweiten Vergleich meist unter den ersten vier Ländern mit den meisten Publikationen auf dem Gebiet. Weiterhin führend sind in der Veröffentlichung von wissenschaftlichen Publikationen die USA, UK, Italien und China. Der Anstieg der Publikationen in Deutschland in den letzten 5 Jahren (2009-2013) liegt bei 13 bis 45 %.

Tab. 4-8 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Thermo-chemische Konversion“, Konversionspfad: Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	1–3
	% bzgl. Welt	9–20
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre 2009–2013)	%/a bzgl. Absolutwert (2014)	0–23
	%/a bzgl. Relativwert (D/Welt 2014)	0–8
Patente als Entwicklungsindikator		
(Relativer) Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	3
	% bzgl. Welt	25–30
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre, 2009–2014)	%/a bzgl. Absolutwert	--
	%/a bzgl. Relativwert	--

Für den Konversionspfad „Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung“ wurden als Suchwörter drei Optionen für die Publikationsanalyse gewählt: 1. *Synthesis gas AND CHP AND biomass*; 2. *gasification AND biomass AND CHP*; 3. *gasification AND CHP*. Deutschland liegt im weltweiten Vergleich meist unter den ersten 4 Ländern mit den meisten Publikationen auf dem Gebiet. Der Anstieg der Publikationen in Deutschland in den letzten 5 Jahren (2009–2013) liegt bei 0 bis 0,7 %. Die *Patentanalyse* wurde für dieselben Suchwörter durchgeführt, aber es ergaben sich zu wenige Treffer, als dass ein sinnvoller Trend berechnet werden könnte.

Für das SynBioPtX-Konzept kann eine aussagefähige Scopus basierte Analyse des F&E Outputs nicht vorgenommen werden. Dies liegt vor allem an der heterogenen Terminologie und Diversität der Technologiegruppe. So sind zum Beispiel Begriffe (wie *biofuels* und *physicochemical* etc.) durch die unterschiedlichen technischen Möglichkeiten doppelt belegt (thermochemisch, biologisch und physikochemisch). Nichtsdestotrotz kann aus persönlicher Erfahrung insbesondere im Bereich „flüssige Biokraftstoffe“ ein großer Anteil der Publikationen in Deutschland verortet werden. Ein Schwerpunkt der Publikationstätigkeit auf dem Gebiet liegt aber auch in den USA, China, UK, Brasilien und Indien.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Ebene Markt

Eine hohe Akzeptanz bei Investoren und Konsumenten ist besonders gegeben, wenn marktwirtschaftliche Gewinne zu erwarten sind. Die entsprechenden eingesetzten

Instrumente (EEG, Wärmegesetz etc.) sollten daher so gestaltet werden, dass sie eine vorhersagbare Ausbauplanung verschiedener Techniken (Kosten und Kapazität) ermöglichen und Verunsicherung der Investoren und Marktteilnehmer vermeiden (Barisic et al. 2015).

Gesellschaftlich besonders kontrovers diskutiert werden die mit der Stromerzeugung aus Bioenergie zum Teil verbundenen Differenzkosten gegenüber den Strommarktpreisen. Hier gilt aber zu beachten, dass insbesondere bei aktuell niedrigen Energiepreisen „eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien die Energiepreise insgesamt auch stabilisieren kann, da sie als lokale Energiebereitstellungsoptionen nicht unmittelbar den Marktfluktuationen unterworfen sind“ (Barisic et al. 2015).

Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung

Aufgrund der Einschnitte durch das EEG 2014 (EEG 2014) und 2017 (EEG 2017) sind für die Anlagenbetreiber auch mittelfristig keine Investitionen bzw. Weiterentwicklungen zu erwarten, obwohl das EEG 2017 das Ziel der Kosteneffizienz, der Akteursvielfalt und der Einhaltung des Ausbaukorridors verfolgt. Nichtsdestotrotz sehen viele Betreiber und Verbände den zugesicherten Investitions- und Vertrauensschutz für bestehende Biogasanlagen als ungesichert an (Menken 2016).

Thermo-chemische Biomassekonversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit motorischer KWK-Nutzung

Die relativ schnelllebigen Novellierungen des EEG führten zu Unsicherheiten bei den Akteuren und Investitionstaus. Dennoch stiegen die Verkaufszahlen der Anlagenhersteller aufgrund des verstärkten Exports ins Ausland, wo die derzeitigen politischen Rahmenbedingungen günstiger sind und einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen (Rochlitz et al. 2016).

SynBioPtX-Konzept als hybride Bioraffinerie

Die marktseitige Akzeptanz für die bisher etablierten Biokraftstoffe der ersten Generation ist durch wechselnde Rahmenbedingungen in den letzten Jahren nicht sehr hoch. Vor allem die im Zuge der Debatten um flüssige Importbiomassen ausgelöste Debatte um Palmöl und die allgemeine Kritik gegenüber agrarischer Anbaubiomasse zur energetischen Nutzung unter dem Schlagwort „Tank oder Teller“ hat viele Akteure verunsichert. Die in den zurückliegenden Jahren auf diese gesellschaftliche Debatte zurückzuführenden geänderten Rahmenbedingungen für biogene Reinkraftstoffe sowie die eingeführten Nachhaltigkeitsverordnungen haben ebenfalls dazu beigetragen, Betreiber und Errichter von Anlagen die Sicherheit für langfristig zuverlässige Rahmenbedingungen zu nehmen.

Ebene Gesellschaft/lokale Ebene

Die Akzeptanz der Bioenergie in der Gesellschaft und vor Ort hängt insbesondere von den lokalen Gegebenheiten ab. Zu den wichtigsten Faktoren gehören die Konstellation und das Engagement der (Schlüssel)Akteure und Multiplikatoren, das Gemeinschaftsgefüge, die vorhandenen Infrastrukturen, die Raumstrukturen sowie die

überregionale Vernetzung der Kommunen (Baur et al. 2015). Entsprechend der verschiedenen Wertschöpfungsketten der Bioenergie sind im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien sehr viele unterschiedliche Akteursgruppen von der Rohstoffgewinnung bis hin zur Nutzung tangiert. Die meisten Akteure haben dabei ein wirtschaftliches Interesse. Bei ca. 22 % der Akteure spielt das Gemeinwohl (Daseinsvorsorge) und Naturschutz bei der Umsetzung von Bioenergieprojekten eine Rolle (Baur et al. 2015).

Hemmnisse für die Umsetzung von Bioenergieprojekten in den Regionen und Kommunen liegen vor allem in fehlenden Finanzierungsmechanismen, insbesondere für Personal (Beratung, Durchführung, Aufbau von Netzwerken, Konsistenz), in z. T. fehlenden Handlungsbefugnissen und unterschiedlichen Interessenslagen. Weitere Hemmnisse sind organisatorischer (Bürokratie, zu geringe Zeitpläne), technologie-spezifischer (Substratabhängigkeit, Geruchsbelästigung, Dimensionierung) und (zwischen-)menschlicher (Kommunikation, Transparenz) Natur (Baur et al. 2015).

Kritische Aspekte bei der Akzeptanz beziehen sich zumeist auf die Biomassebereitstellung und die -produktion. Hier spielt die Frage der Nachhaltigkeit eine wesentliche Rolle. In der Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“ bezieht sich dies konkret auf den Anbau von Energiepflanzen (Stichwörter z. B.: Vermaisung der Landschaft, Gülle-Tourismus, Tank-oder-Teller), z. T. erhöhtes Verkehrsaufkommen durch Transporte und die Geruchsbelästigung in siedlungsnahen Bereichen (Baur et al. 2015). Ferner gibt es Kritik an der Treibhausgasbilanz der Biokraftstoffe und den weltweiten Folgen des Anstiegs der Biomasse-nachfrage, der Inanspruchnahme von Wald und der Zerstörung kleinbäuerlicher Strukturen in Entwicklungsländern. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass teilweise gesetzliche Regelungen bezüglich Nachhaltigkeitsanforderungen (Pflanzenöle zur Biokraftstoffproduktion im Vergleich zur Nutzung als Nahrungs- und Futtermittel, Forderungen an die Maisproduktion als Biogassubstrat im Vergleich zum Maisanbau als Futtermittel) in der öffentlichen Diskussion oft zu kurz kommen (Barisic et al. 2015).

Ein weiterer Aspekt im gesellschaftlichen Diskurs sind die mit dem Ausbau der Bioenergie verbundenen potenzielle Nutzungskonkurrenzen (z. B. Nahrungs- und Futtermittel kontra energetische und stoffliche Biomassenutzung; stoffliche Holznutzung versus energetische Nutzung; Nutzung von Landfläche für Biomasse versus Photovoltaikkraftwerken) (Barisic et al. 2015). Die Förderung und Subvention des Ausbaus erneuerbarer Energien zur Entwicklung und Markteinführung wird von einigen Akteuren zunehmend kritisch wahrgenommen. Hier müssen den Verbrauchern nachvollziehbar die Ziele für „eine hohe Versorgungssicherheit und einen maximalen Klimaschutz zu volkswirtschaftlich minimalen Gesamtkosten“ (Barisic et al. 2015), künftige Vorteile und sachliche Notwendigkeiten dieser Investitionen vermittelt werden. Integrierte Konzepte fehlen hierfür jedoch (Barisic et al. 2015).

Die Vorteile insbesondere der Biogasbereitstellung liegen in der potentiellen Nutzbarmachung von Reststoffen und Abfällen sowie der flexiblen Energiebereitstellung. Weiterhin kann eine verstärkte Etablierung von alternativen Anbausystemen und Pflanzen in der Nahrungs- und Futtermittelproduktion künftig Biomasseströme generieren, die nicht unmittelbar zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion genutzt werden können und damit für eine energetische Nutzung verfügbar wären.

Förderlich für die Akzeptanz könnte auch die Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen und Arbeitsprozessen sein, die das bisher sehr feste Verhältnis zwischen Energieversorgern und Abnehmern auflösen könnte (Kloth 2016). Für die Akzeptanz der betrachteten Technologiegruppen sind eine transparente Kommunikation (Öffentlichkeitsarbeit, Marketing, Networking, Beteiligungsoptionen), die Integration in ein konsistentes Gesamtkonzept, Wissen über die Technologie (faktenbasiert) sowie verlässliche Rahmenbedingungen für die Förderung der Bioenergieprojekte wesentlich für die Planungssicherheit. Die Anwendung von sozialpsychologischen Methoden zur Analyse von Kommunikationsmitteln, der Rezeption und den gesellschaftlichen Folgen sollte daher noch intensiviert und stärker auf die Multiplikatoren ausgerichtet werden (Welteke-Fabrizius 2016). Ein weiterer Aspekt ist hier die Förderung von Forschungsansätzen, die technische, wirtschaftliche und soziale Rahmenbedingungen besser zusammen ausgestalten (z. B. effiziente Wärmenutzung, regionale Wertschöpfung).

Im Folgenden erfolgt die Bewertung der Akzeptanz für die einzelnen betrachteten Technologiegruppen, die Akzeptanz des Biogasbereichs ist dabei bisher am besten untersucht (Ehrenstein et al. 2012).

Tab. 4-9 Bewertungsraaster für die Akzeptanz der Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Biogasanlage NawaRo	Eher niedrig (4)	(Barisic et al. 2015)	Mittlere Akzeptanz (3)	(Kabasci et al. 2012), (Barisic et al. 2015)	Mittlere Akzeptanz (3)	(Kabasci et al. 2012) (Barisic et al. 2015; Baur et al. 2015); (Ehrenstein et al. 2012)
Biogasanlage Bioabfall	Eher hoch (2)		Mittlere Akzeptanz (3)	(Ehrenstein et al. 2012)	Mittlere Akzeptanz (3)	

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Für Schwerpunkte der Technologiegruppen thermo-/physikalisch-chemische Konversion/Bioraffinerien gibt es bis dato keine tiefgründigen Studien zur Akzeptanz. Hier besteht noch Forschungsbedarf.

Mit der Biomassevergasung wurden in der Vergangenheit schlechte Erfahrungen gemacht. Dies betrifft insbesondere die Sicherheitsstandards, Gasreinigung, die Synthese und auch den Gesamtprozess/-systemkonzeption. In den letzten Jahren wurden hier aber vielversprechende Lösungen entwickelt, die es zu optimieren gilt. Best

Practice Erfahrungen für Vergasungs-, Gasreinigungs- und Syntheseoptionen müssen dem Akteuren besser vermittelt werden, um die Akzeptanz zu heben (DECHEMA e.V. 2016).

Tab. 4-10 Bewertungsraaster für die Akzeptanz der Technologiegruppe „Thermo-chemische Biomassekonversion“, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
	Mittlere/teils-teils Entscheidung (3)	Expertenerfahrung	Mittlere/teils-teils Entscheidung (3)	Expertenerfahrung	Mittlere/teils-teils Entscheidung (3)	Expertenerfahrung

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Trotz vorhandener Nachhaltigkeitsverordnung sind die Bedenken in der Öffentlichkeit bezüglich des Einsatzes von flüssigen Bioenergieträgern besonders hoch (FVEE 2016). Hier müssen noch besser die Vor- und Nachteile differenziert vermittelt werden. Fortschrittliche alternative flüssige Brenn- und Kraftstoffe ohne bisher negativen „Touch“ bieten die Chance die Akzeptanz in der Gesellschaft gleich von Beginn erhöhen. Hierfür ist eine geeignete Kommunikationsstrategie frühzeitig vor Markteinführung notwendig.

Da es noch keine kommerziellen Anlagen gibt, ist die Akzeptanz für das SynBioPtX-Konzept schwer abzuschätzen. Die Akzeptanz ist vor allem bei den Endnutzern (privat/gewerblich) ein entscheidender Aspekt (Stichwort: Klimafreundlicher Verkehr). Die Einbindung von Akteuren hinsichtlich der Praxisrelevanz und Umsetzbarkeit ist dafür notwendig. Hierfür müssen geeignete Methoden aus der Akzeptanz-, Kommunikation und sozio-ökonomischen Forschung entwickelt werden und die Forschung auf diesem Gebiet intensiviert werden.

Positiv auf die Akzeptanz wirken sich die erwarteten hohen THG-Minderungen aus, die aus der Kopplung mit EE-Strom erwartet werden (Lambrecht und Müller-Langer 2015). Die THG-Minderungspotenziale liegen je nach Szenario (Substrat, Aufbereitung, H₂-Produktion) im Durchschnitt bei 60 %. Ferner bietet die Biomasse -und strombasierte Technologie eine Reihe von bislang ungenutzten Synergien. Damit hat sie ein höheres Potenzial erneuerbarem Kohlenstoff (C) zu erschließen. Vor allem für den Luftverkehr gelten vor allem „Hydroprocessed renewable jet fuels“ aus Klimaschutz- und Kostengründen nach heutigem Entwicklungsstand als eine vielversprechende Option (Wang und Tao 2016).

Für alle Bioenergiepfade gilt es, geeignete Ansatzpunkte im ländlichen Raum, vor allem die Partizipationsmöglichkeiten für Einwohner im Einzugsgebiet der Anlagen zu schaffen. Ferner sollte das Spektrum der Anbaubiomassen hin zu extensiven und ökologischen Kulturarten, die neben der Energiebereitstellungen weitere Synergieeffekte für zum Beispiel die Biodiversität schaffen, generiert werden (Wüstemann et al. 2017).

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Zur Bewertung der unternehmerisch-technischen Pfadabhängigkeiten und Reaktionsfähigkeiten werden im Folgenden für drei Beispieltechnologien aus den Technologiegruppen „Biochemische Biomassekonversion“, „Thermo-chemische Konversion“, sowie „Hybride Bioraffinerie“ Angaben zu Planungs-, und Bauzeiten, den heute üblichen Nutzungsdauern der Gesamtanlagen, die spezifischen Investitionskosten für eine definierte Referenzanlage sowie der Anteil der fixen Kosten an den spezifischen Investitionskosten dargestellt. Für die Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“ wird beispielgebend der Konversionspfad Anaerobe Fermentation mit motorischer KWK-Nutzung dargestellt.

Tab. 4-11 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit für die Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion, Konversionspfad: „Biogasanlage“

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	24	24	24	24	24
Bauzeit	Monate	12	12	12	12	12
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20	25	25	30	30
Spezifische Investition ^{*1}	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	3.600	3.500	3.300	3.100	2.900
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	15	15	15	15	15

^{*1} Die spezifischen Investitionskosten beziehen sich auf eine flexible Anlage mit 475 kW Bemessungsleistung und konstanter Gasproduktion. Über die Jahre wird angenommen, dass Anlagen immer flexibler werden, d. h. im Verhältnis zur Bemessungsleistung immer mehr installierte Leistung vorhalten, siehe dazu Tab. 1-2. Im Falle einer Flexibilisierung der Gasproduktion sind zu den dargestellten Kosten weitere Aufwendungen anzusetzen.

Tab. 4-12 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit für die Technologiegruppe „Thermo-chemische Konversion, Konversionspfad: Biomassevergasung mit thermo-chemischer KWK-Nutzung“

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	3-12	3-12	3-12	3-12	3-12
Bauzeit	Monate	3	2-3	2-3	1-2	1-2
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20	20	20	25	25
Spezifische Investition [€/kW _{el}]	€ ₂₀₁₅ /Einheit	2.000	2.000-3.500	2.000-3.500	2.000-3.500	2.000-3.500
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	2,5 - 5	2,5 - 5	2,5 - 5	2,5 - 5	2,5 - 5

Tab. 4-13 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit für die Technologiegruppe „Hybride Bioraffinerie, Konversionspfad: SynBioPtx-Konzept

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	36-60				
Bauzeit	Monate	24-36				
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20-30				
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW _{FWL}	300-500				
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	13-16				

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die energetische Biomassenutzung ist in vielen Fällen von Infrastrukturen abhängig. Bei sehr kleinskaligen Anwendungen können Infrastrukturen geringeren Einfluss haben, so beispielsweise bei der Wärmebereitstellung in Einzelraumfeuerstätten, die mit eigenem Holz betrieben werden. Es werden zuerst übergreifende Bezüge zur Infrastrukturabhängigkeit beschrieben und nachfolgend einige Spezifika für die drei Technologiegruppen dargestellt. Zu den Übergreifenden Bezügen stehen im Folgenden die Stromnetzinfrastuktur, Verkehrsinfrastrukturen, hier vor allem das Straßenverkehrssystem sowie Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen im Fokus, da diese drei Infrastrukturen für nahezu alle Technologien in diesem Technologiefeld relevant sind.

Die Stromnetzinfrastuktur spielt eine zentrale Rolle zur Bereitstellung von Hilfsenergie zur Netzeinspeisung für Technologien, die der Stromerzeugung dienen und nicht ausschließlich als Inselanlage betrieben werden. Eine flexible Betriebsweise von Anlagen kann darüber hinaus Netzverstärkungsmaßnahmen durch Erhöhung der Anschlussleistung nach sich ziehen, aber ebenso den Netzausbaubedarf in der Verteilnetzebene potentiell reduzieren (Trommler et al. 2016). Da die Biomassekonversion zwingend mit dem Umsetzen von Masse verbunden ist, kommen bei den verschiedenen Technologien die unterschiedlichsten Förder- oder Mischaggregate zum

Einsatz. Diese werden in der Regel mit Elektromotoren angetrieben, so dass auch bei Anlagen, die keinen Strom bereitstellen, ein Netzanschluss obligatorisch ist. Im Falle der Stromeinspeisung muss über den Netzverknüpfungspunkt auch die erzeugte Arbeit eingespeist werden. Zukünftig wird neben dem Bereitstellen von Arbeit aber auch die Bereitstellung von Leistung eine zunehmend wichtige Rolle spielen, so dass eine systemdienliche Netzintegration von Anlagen zunehmend wichtig wird. Dieser Punkt wird noch einmal im Detail in Kapitel 4.10 im Kriterium Systemkompatibilität aufgegriffen.

Verkehrsinfrastrukturen sind vor allem für die Logistik von Biomasse und Nebenprodukten relevant. Hier spielt vor allem das Straßenverkehrssystem die entscheidende Rolle, weil die allermeisten Anlagen zur energetischen Biomassenutzung nicht über einen Schienen- oder Schifffahrtsweganschluss verfügen, wenn man von großen zentralen Anlagen im Bereich Holzpellets oder Biokraftstoffe absieht. Neben den öffentlichen Straßen- und Schienenwegen spielen aber auch frost- und agrarwirtschaftliche Wege eine wesentliche Rolle, um verfügbare Biomassepotenziale erschließen zu können. Die Bedeutung des Ferntransports von biogenen Energieträger nimmt mit deren Energiedichte zu, so dass für die meisten Rohstoffe regional eher kurze bis mittlere Transportentfernungen zu überbrücken sind und energieangereicherte Endprodukte durchaus auch international gehandelt werden. Im Kontext der Mobilitätsinfrastrukturen ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass Biokraftstoffe und Biomethan auf Grund gleichartiger Eigenschaft nahtlos in die bestehenden Energieverteilungs- und Nutzungsinfrastrukturen integriert werden können.

Auch für die Bereitstellung von Bioenergie wächst die Bedeutung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT), da zum einen die Automatisierungsgrade für die Steuerung und Regelung von Anlagen wachsen und vor allem im Stromsektor die Vernetzung der Anlagen und deren Aggregation in virtuellen Kraftwerken (VK) zunimmt.

Tab. 4-14 Abhängigkeit des Technologiefeldes Bioenergie von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich. ¹	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig. ¹	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden. ¹	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden. ¹	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

¹ Die Abhängigkeit von Infrastrukturen ist stark abhängig von der Auslegung bestimmter Konversionspfade (netzgekoppelte- oder Inselsysteme) und der Logistik der Rohstoffe.

Weitere spezifische Infrastrukturanforderungen

Neben den oben genannten Zusammenhängen spielt auch die Gasnetzinfrastuktur eine bedeutende Rolle, wenn als Produkt der Biomassekonversion Methan erzeugt wird, das ins Erdgasnetz eingespeist werden soll. Da moderne Bioenergieanlagen zu-

nehmend elektronisch gesteuert sind und in vielen Fällen eine Reihe von elektrisch betriebenen Hilfsaggregaten zum Einsatz kommen, ist ein Anschluss an das Stromnetz in der Regel obligatorisch, wenngleich es auch stromnetzunabhängige Anlagen gibt. Die zukünftig fortschreitende Automatisierung und Digitalisierung, vor allem bei der vernetzten Regelung von Anlagen, setzt zum Teil auch eine Netzwerkverbindung voraus. Diese Verbindung kann aber je nach Anwendungsfall nur auf lokale Komponenten beschränkt sein oder z. B. bei Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk auch eine Schnittstelle zum Internet beinhalten.

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die grundsätzliche Systemkompatibilität ist groß, allerdings ist der Rohstoff begrenzt, daher müssen von Systemseite klare und dauerhafte Prioritäten gesetzt werden, um eine möglichst gute Technologieentwicklung zu erreichen. Technologien zur energetischen Biomassenutzung sind daher in hohem Maß dazu geeignet komplementäre Funktionen in verschiedenen Sektoren zu übernehmen. Allgemein zeichnet sich Biomasse, analog zu anderen chemischen Energieträgern, durch eine hohe Energiedichte, eine vergleichsweise gute Lagerbarkeit und vor allem die Möglichkeit zum bedarfsgerechten Einsatz aus. Die spezifischen Effekte unterscheiden sich in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität und werden trotz der hervorragenden Möglichkeiten der Bioenergie im Rahmen der Sektorkopplung im Folgenden getrennt bewertet werden.

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Stromsektor

Bioenergieanlagen haben trotz der heute vergleichsweise geringen installierten Kapazitäten im Vergleich zu Wind- oder PV-Anlagen einen signifikanten Einfluss auf das deutsche Stromsystem, da die Anlagen mit relativ hoher Auslastung einen nennenswerten Beitrag zur erneuerbaren Stromproduktion leisten. Daher muss bei einem Vergleich neben der installierten Leistung auch stets die jährlich bereitgestellte Energiemenge mitbetrachtet werden. Weiterhin wird heute schon ein Teil des Anlagenbestandes flexibel betrieben und kann damit Schwankungen der Residuallast ausgleichen und Regelenergie zur Netzstabilisierung erbringen.

Wärmesektor

Im Wärmesektor kommt es im Falle der Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Koppelungs-Anlagen zu Rückwirkungen auf das jeweilige Versorgungssystem. Es besteht bei der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen, die Strom und Wärme erzeugen und diese bedarfsgerecht einsetzen, das grundsätzliche Problem, dass in der Regel Strom- und Wärmelastprofil nicht deckungsgleich sind und sich damit ein Zielkonflikt ergibt welcher Bedarf prioritär bedient werden soll. Um unabhängig vom priorisierten Bedarf den Gesamtnutzungsgrad hoch zu halten, bestehen zwei Optionen die Deckungslücken des nicht priorisierten Bedarfs auszugleichen. Die eine besteht darin einen Wärme- und/oder Strom-Speicher zu verwenden, der Produktion und Verbrauch zeitlich entkoppeln kann, oder alternativ eine multivalente Versorgung durch weitere Erzeuger zu ermöglichen, die Bedarfsüberhänge bedienen. Zukünftig wird

die Bioenergie auch im Wärmebereich zur flexiblen Deckung von Wärmeversorgungslücken in Multi-Wärmeversorgungssystemen herangezogen werden, so dass die Frage der Wärmespeicherung weiter an Bedeutung gewinnen wird.

Mobilitätssektor

Im Mobilitätssektor kommt es in Abhängigkeit des betrachteten Energieträgers zu Rückkoppelungen in Bezug auf die betreffenden Infrastrukturen und Endanwendungen. Biogene Kraftstoffe können zum einen nahtlos in bestehende Infrastrukturen integriert werden, wenn diese vergleichbare Eigenschaftsprofile aufweisen. Auf der anderen Seite können aber auch Inkompatibilitäten mit konventionellen Energieinfrastrukturen auftreten, die zu einer Verschlechterung der Marktabtastung führen kann. Analog dazu können biogene Kraftstoffe auch in Bezug auf die Endanwendung, also beispielsweise einer motorischen Nutzung, unterschiedlichen technischen Begrenzungen unterliegen, da für verbrennungsmotorbasierte Fahrzeugkonzepte zunehmend engere Toleranzbereiche für Kraftstoffe definiert werden, um Effizienzvorgaben und Schadstoffgrenzwerte einzuhalten.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Stromsektor

Der Anpassungsbedarf von Bioenergie-technologien im Stromsektor leitet sich aus den in Teilkriterium 12.1 dargestellten Rückwirkungen ab und adressiert vorrangig Kenngrößen, die eine Stromerzeugung mit möglichst hohen Freiheitsgraden erlaubt. Dazu müssen Anlagen eine große Regelbreite zwischen maximaler und minimaler Last aufweisen und beide Betriebszustände auch für einen definierten Zeitrahmen aufrechterhalten können. Weiterhin ist für bestimmte Anwendungen auch ein Mindestmaß an Laständerungsgeschwindigkeit notwendig, um auf Änderungen reagieren zu können. Die Möglichkeit zum Teillastbetrieb ist bei Anwendungen im Rahmen des Gesamtsystems nicht notwendig, da in einem großen Anlagenpool eine Skalierung der Leistung durch Zu- und Abschalten von Einzelanlagen erreicht werden kann. Für Anwendungen in Inseln oder zur anteiligen Eigenstromversorgung kann aber auch eine Teillastfähigkeit gefordert sein, um die Erzeugung mit dem entsprechenden Verbrauchsprofil zu synchronisieren.

Wärmesektor

Der technologische Anpassungsbedarf im Wärmesektor wird im Folgenden zum einen für die reine Wärmeerzeugung und zum anderen auch für KWK-Anwendungen dargestellt.

Im Bereich der reinen Wärmeerzeugung ist es vor allem hinsichtlich der steigenden Bedeutung multivalenter Systeme, in denen Bioenergie vorrangig zur Abdeckung von Lastspitzen zum Einsatz kommt, wichtig, dass Feuerungsanlagen eine gute Steuerbarkeit besitzen, um nahtlos mit anderen Erzeugungsformen, Wärmespeichern oder Wärmenetzen interagieren zu können.

Für KWK-Anlagen, die auch wärmegeführt betrieben werden können, spielen neben der Einbindung in Wärmeversorgungssysteme auch eine entsprechende Verknüpfung

fung mit dem Stromsystem eine Rolle. Beispielgebend sollen hier Mikro-Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen genannt werden, die in Ein- und Mehrfamilienhäusern zum Einsatz kommen können und dabei regelungstechnisch sowohl in die Wärme- als auch in die Stromversorgung eingebunden werden müssen. Besondere Bedeutung haben dabei prognosebasierte Regelalgorithmen wie es beispielsweise modellprädiktive Regler, um das komplexe Zusammenspiel verschiedener Komponenten zu optimieren.

IKT-Technologien spielen auch hier eine zunehmend wichtige Rolle, da hier eine bidirektionale, informationstechnische Verknüpfung erforderlich wird. Dies ist sowohl für den Ist-Zustand als auch für die Prognose entscheidend (Verknüpfung von Wärmebedarfsprognosen mit Wind- und PV-Leistungsprognosen).

Mobilitätssektor

Im Mobilitätssektor wird es entscheidend darauf ankommen, welche Rolle flüssige und gasförmige Energieträger zukünftig spielen werden, da biogene Energieträger im Mobilitätssektor vorrangig direkt als Kraftstoffe eingesetzt werden. Mittelbar wird zwar auch der Stromeinsatz im Bereich der Mobilität Auswirkungen auf die Strombereitstellung haben, es dürfte aber nur in Einzelfällen eine direkte Verbindung zwischen Bioenergiebereitstellung und strombasierter Mobilität geben.

Die bisher dominierende Option der Beimischung von biogenem Diesel oder Ottokraftstoffen ist neben der Möglichkeit biogener Reinkraftstoffe oft mit geringeren Anpassungsbedarfen bei der Tankstelleninfrastruktur und der Fahrzeugflotte verbunden. Der Einsatz von Reinkraftstoffen ist in Abhängigkeit der jeweiligen Kraftstoffqualitäten gegebenenfalls an technische Anpassung bei der Kraftstofflogistik und den Motoren gebunden, wobei dieser Aspekt vor allem als Nischenanwendung im landwirtschaftlichen Kontext eine Rolle spielt.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Stromsektor

Im Stromsektor ergeben sich auf Grund der Möglichkeit steuerbare Erzeugungsanlagen aus dem Bioenergieanalgenpark zum Ausgleich schwankender Residuallasten und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelenergie einzusetzen potentiell Konkurrenzen oder Synergien zu anderen Flexibilitätsoptionen. Eine hohe Systemkompatibilität von Bioenergietechnologien knüpft sich also in erster Linie an die Möglichkeiten konkreter Konzepte, die systemseitigen Anforderungen für den Residuallastausgleich oder den Regelenergiemarkt zu erfüllen. Dem gegenüber ist eine heute noch verbreitete konstante Betriebsweise mit Bandeinspeisung bei zunehmenden EE-Anteilen im Stromsektor als problematisch zu bewerten. Es ergibt sich damit ein Zusammenhang zum Bedarf weiterer Flexibilitätsoptionen und dem Flexibilisierungsgrad des Anlagenportfolios im Stromsystem. Denn je weniger Bioenergieanalgen als „Must Run Units“ in Zeiten niedriger Residuallasten die Abregelung von volatilen Erzeugungseinheiten provozieren und anstatt dessen als steuerbare Erzeugungsanlagen solche Schwankungen ausregeln können, desto besser sind diese zum zukünftigen Energiesystem kompatibel.

Wärmesektor

Im Wärmesektor ergeben sich gegenüber dem Stromsektor die bereits in Teilkriterium 12.1 dargestellten Wechselwirkungen im Falle von KWK-Anwendungen. Sowohl für KWK-Anwendungen als auch im Bereich der reinen Wärmeerzeugung ist zu beachten, dass sich durch den Einsatz von Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen die Anforderungsprofile von Wärmesenken in der Zukunft verändern werden. Exemplarisch soll dazu die Wärmeversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern genannt werden, die bei zunehmender Energieeinsparung zum einen absolut weniger Energie verbrauchen werden und zum anderen in Kombination mit solarthermischen Anwendungen nur noch kurzzeitige und geringe Restbedarfe zu bedienen sein werden. Die Auslegung von Systemkomponenten muss also zukünftig noch besser aufeinander abgestimmt sein, damit bei hoher Versorgungssicherheit Systeme nicht überdimensioniert werden und optimal zusammenarbeiten.

Mobilitätssektor

Im Mobilitätssektor ergeben sich vielfältige Wechselwirkungen, die vor allen auf Seiten der eingesetzten Rohstoffe entstehen. So sind die Kostenstrukturen und die Verfügbarkeit von Biokraftstoffen, abgesehen von verwertbaren Abfallfraktionen, deren Potenzial aber begrenzt ist, eine Rückwirkung in der Konversionskette. Anreizsysteme für biogene Kraftstoffe können als Pull-Faktoren die Nachfrage nach bestimmten Biomassen erhöhen und so generell die Nachfrage und damit Preise nach land- und forstwirtschaftlichen Biomasse erhöhen. Das für diese Technologiegruppe stellvertretende Konzept „SynBioPtX“ zeigt darüber hinaus die Optionen zur Sektorkopplung von Strom- und Mobilität über Elektrolysewasserstoff. Die Umwandlung von Strom über den „Power-to-Gas“-Prozess in Wasserstoff kann eine Verbindung zwischen dem Stromsektor und dem Mobilitätssektor über strombasierte Kraftstoffe schaffen. Biomasse bietet für diesen Ansatz eine ideale Schnittstelle, da für strombasierte flüssige Energieträger zwingend eine Kohlenstoffquelle erforderlich ist, die als „Wasserstoffvehikel“ dient. Darüber hinaus, kann über die Verknüpfung von PtG und der Aufladung von biogenen Energieträgern, die Wertigkeit von knappen Biomasseresourcen erhöht und damit eine Steigerung der Flächeneffizienz erreicht werden.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Einleitung

Damit Bioenergie in der Energiewende die Potenziale zum Erreichen weitgehend klimagasneutraler Versorgungssysteme erschließen kann, sind umfangreiche Weiterentwicklungen notwendig. Diese umfassen (1) die Sicherstellung der emissionsarmen und effizienten Konversion, (2) die (Weiter)Entwicklung einer smarten Bioenergienutzung in teilweise kleineren, sehr präzise geregelten Anlagen und integrierten Versorgungssystemen und (3) die Verbindung mit strombasierten Syntheseverfahren. Die Grundvoraussetzung für diese Entwicklung liegt in der Kontinuität der Forschung und der politischen Rahmenbedingungen. Dies impliziert technische, aber auch organisatorische und ordnungsrechtliche Maßnahmen. So müssen die entsprechenden Anreize gesetzt werden, damit die Wirtschaft zusammen mit der Wissenschaft entsprechende (System-)Lösungen entwickeln und später unter Wertschöpfung national wie international vermarkten kann (Baur et al. 2014).

Die Bedeutung einer nachhaltigen Rohstoffbereitstellung geht deutlich über die Bereitstellung von Energie aus Biomasse hinaus. Erwartete Steigerungen im Nahrungsmittelbedarf, vielfältige Bemühungen einer stärker auf erneuerbaren Ressourcen basierenden Chemie-, Bau- und Konsumgüterindustrie (Bioökonomie) erfordern eine nachhaltige Ressourcenbereitstellung. Mit den Anforderungen und Erfahrungen der Nachhaltigkeitszertifizierung für flüssige Bioenergieträger bestehen hier erprobte Ansätze, die es weiter zu entwickeln gilt. Darüber hinaus ist eine Einbettung der Bioenergiediskussion in einen sachlichen Diskurs um erneuerbare Energien („Vermaisung“, „Verspargelung“ als populäre Stichwörter) durch geeignete Methoden aus der Akzeptanz-, Kommunikations und sozio-ökonomischen Forschung notwendig. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Bioenergiekonzepte im Sinne einer „vollständigen Systemintegration“ die Landwirtschaft insgesamt nachhaltiger machen können.

Die folgenden Forschungsbausteine sind die Basis für die (Weiter)Entwicklung einer smarten Bioenergienutzung in kleinen, sehr präzise geregelten Anlagen und integrierten Versorgungssystemen mit dem Ziel, einen Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung beizutragen. Eine wesentliche Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Realisierung dieser Ziele ist eine langfristig ausgerichtete Forschungs- und Entwicklungsstrategie, mit der die hier skizzierten Aufgaben kontinuierlich verfolgt werden können. Allgemein generiert der bereits mehrfach dargestellte Bedarf für die Flexibilisierung der Anlagen einen zunehmenden Bedarf für eine aktive, automatisierte Steuerung von Komponenten, Anlagen und Anlagenverbünden. Die damit steigenden Datenmengen können nur mit effizienten IKT-Lösungen verarbeitet, zwischen den Systemkomponenten übertragen und verarbeitet werden. IKT fördert so die Kosteneffizienz und ermöglicht zeitgerechte Abläufe und Entscheidungen. Hierzu braucht es folgende Lösungen:

- Konzepte und Verfahren für robuste Kommunikation (IKT-Sicherheit)
- Harmonisierung der Daten- und Kommunikationsprotokolle
- Datenschutz und -sicherheit für sensible Infrastrukturen
- Intelligente Zähl- und Messkonzepte als Basis für neue Vermarktungskonzepte

5.2 F&E Empfehlungen für die Technologiegruppe „Biochemische Biomassekonversion“

Kurz- bis mittelfristig ist bei der biochemischen Biomassekonversion auch weiterhin das Innovationspotenzial für die flexible Strom- und Wärmebereitstellung zu forcieren. Neben dem Forschungsbedarf von hochflexiblen Anlagenkonzepten in Bezug auf Strom und Wärme sind weiterhin Anstrengungen zu unternehmen, Rohstoffe aus dem Rest- und Abfallstoffbereich besser zu erschließen. Vor dem Hintergrund, dass in den kommenden Jahren viele der Bestandsanlagen aus dem EEG ausscheiden und auch nicht für alle Betreiber die Option einer zweiten Vergütungsphase im Rahmen des Ausschreibungsdesigns in Frage kommt, sind geeignete Nachnutzungskonzepte für die Anlagenstandorte zu entwickeln. Insbesondere liegt hier ein Innovationspotenzial in der Integration der Vergärungsanlagen in bestehende Nutzungen. Auch eine Einbindung von Anlagen in lokale Quartierskonzepte im ländlichen Raum sowie die Verknüpfung mit stofflichen Nutzungskonzepten kann hier eine Option sein.

5.2.1 Flexibilisierung der Energiebereitstellung

Die Herausforderung bei der Entwicklung von hochflexiblen Anlagenkonzepten hinsichtlich Substrat und Energieoutput erfordern:

- Prozessüberwachung und -kontrolle für eine flexible Biogasproduktion
- Erweiterung des Flexibilitätsbereichs der Anlagen
- Konzepte zur Integration ins Energiesystem und Kombination mit anderen Erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen
- Integration flexibler Bioenergieanlagen in vernetzte Steuerungs- und Vermarktungsmodelle wie virtuelle Kraftwerke oder smart grids bzw. micro grids
- Innovative Implementierung in alternative Konzepte zur Netzplanung und dem proaktiven Netzmanagement
- Optimierung und Modifikation des Anlagenbestandes zur Umsetzung neuartiger Wärmekonzepte oder Gasaufbereitung und -einspeisung
- Ganzheitliche Effizienzsteigerung trotz Zielkonflikten bei der flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung

5.2.2 Rohstoffbasis

Entsprechend verschiedener Energiewendeszenarien (Nitsch 2015) wird auch in Zukunft von einem moderaten Anstieg der energetischen Biomassenutzung ausgegangen. Einen Großteil des bisher ungenutzten Ausbaupotenzials, das noch begrenzt ausbaufähig ist, stellen die bisher ungenutzten Rest- und Abfallstoffe dar (Brosowski et al. 2015). Erhebliche Unterschiede zwischen Rest-/Abfallstoffen und Anbaubiomasse bestehen vor allem im Hinblick auf die eingesetzten Techniken zur Aufbereitung, Umwandlung und Nutzung. Entsprechende Techniken und Prozesse müssen daher weiterentwickelt werden, um die noch ungenutzten Potenziale heben zu können. Dabei sind vor allem folgende Punkte relevant:

- Substrat- und Prozessflexibilisierung bei gleichzeitig stabiler Betriebsführung

- Konzepte zur verstärkten Nutzung von Rest- und Abfallstoffen unter Berücksichtigung schwankender Substratqualität und -verfügbarkeit
- Integration alternativer Pflanzen und Anbauverfahren auch im Kontext der Nahrungs- und Futtermittelproduktion

5.2.3 Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung

Die biochemische Biomassekonversion steht insbesondere mit der Biogastechnologie vor der Herausforderung, wachsende Ansprüche auf Seiten des Energiesystems und der Regulierung mit einem zunehmenden Druck zur Kostensenkung zu vereinbaren. Um in diesem Spannungsfeld den vielfältigen gesellschaftlichen Ansprüchen gerecht zu werden, erfordert es:

- Methoden zur Emissionsmessung und passende Minderungsmaßnahmen
- Entwicklung von Prozesssensorik zur Überwachung und Automatisierung
- Identifikation und Bewertung von Parametern zur Prozesssteuerung
- Integration von Biogasanlagen in bestehende Infrastrukturen unter Nutzbarmachung von Energie- und Stoffströmen
- Kombination stofflicher und energetischer Nutzungsstrategien

5.3 F&E Empfehlungen für die Technologiegruppe „Thermo-chemische Konversion“

Durch Markteinführungsprogramme und gezielte Forschung sollte der Übergang von der reinen Wärme- zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung unterstützt werden. Thermo-chemische Konversionsanlagen werden künftig häufiger mit solar-thermischen Anlagen zur Nutzung der Umgebungswärme oder mit mikrobiellen Biomethanerzeugungsanlagen verbunden. Dazu ist die Erforschung und Entwicklung von Systemreglern (Prognoseverfahren, Algorithmen, Modelle) zur flexiblen Integration in erneuerbare Versorgungskonzepte notwendig.

5.3.1 Flexibilisierung der Energiebereitstellung

Für die Technologieadaptation der heute überwiegend im Intervall- bzw. Dauerbetrieb befindlichen Anlagen sind Fragen zur Prozessflexibilisierung im Bereich der thermodynamischen und thermo-chemischen Grundlagenforschung erforderlich. Über alle Leistungsbereiche von Vergasungstechnologien besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf in den Bereichen Wärmerückführung, Minimierung von Aufbereitungsverlusten und Verbesserung der Gasreinigung. Vor dem Hintergrund der Anforderungen des Stromsystems sollten die technischen Lösungen für regelbare und örtlich kombinierbare Systeme (Flexibilisierung der KWK-Systeme, Stabilisierung der fluktuierenden Stromerzeugung bei stimmigen Wärmekonzept) vorangetrieben werden. Generell sollten zukünftige Konzepte hohe elektrische bzw. Gesamteffizienzen aufweisen und hohe Lastwechselraten ermöglichen.

5.3.2 Rohstoffbasis

Besonders im kleintechnischen und mittleren Bereich bestehen Potenziale im Ausbau der Rohstoffvarianz (Rest- und Abfallstoffe) durch entsprechende Aufbereitungsverfahren (Zerkleinern, Waschen, Mischen, Kompaktieren, Torrefizieren, hydrothermale Behandlung). Bisher verursachen ungünstige Rohstoffparameter (z. B. höhere Asche- oder Wassergehalte, geringere Ascheschmelztemperaturen) noch zu hohe Probleme in der Produktgasqualität.

5.3.3 Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung

Hohes Entwicklungspotenzial liegt in der Vergasungstechnologie, zukünftig insbesondere im kleinen Leistungsbereich. Hier kann mittels optimierter Motoren oder Brennstoffzellen eine höhere elektrische Effizienz, Kostensenkung und damit ein Technologiesprung erreicht werden. Die Forschung in die Entwicklung und Anwendung von Brennstoffzellen sollte intensiviert werden. Forschungsbedarf liegt hier vor allem auch in der Erhöhung und Stabilisierung der Gasqualitäten und Standzeiten der Brennstoffzellenstacks. Bisher tragen vor allem schwankende Gasqualitäten erheblich zur Degradation der Brennstoffzellen bei. Generell haben Verunreinigungen wie Staub und Aschepartikel, sowie besonders höhere Kohlenwasserstoffe, wie Teer einen wesentlichen Einfluss auf die Qualität des Produktgases in den Arbeitsmaschinen zur Kraft-Wärme-Kopplung und bei Brennstoffzellen.

Um die Emissionen im Bereich staub- und gasförmiger Schadstoffemissionen (Gesamtstaub, PM₁₀, CO, C_nH_m und NO_x) noch weiter zu senken, sollten weitere Forschungsanstrengungen bzgl. Minderungsmaßnahmen und Methoden zur effektiven Emissionsminderung vorangetrieben werden. Es gilt daher Maßnahmen weiterzuentwickeln, mit denen die Emissionen am effektivsten, kostengünstigsten, sicher und langzeitstabil unter angestrebte Grenzwerte gesenkt werden können (z. B. auch katalytische Verfahren).

Als wichtige Infrastrukturtechnologie sollte auch die F&E-Aktivität für Wärmenetze und Wärmespeicher intensiviert werden, da hierdurch eine Erhöhung der KWK-Nutzungsgrade aus der Biomasse-Verstromung ermöglicht wird.

5.4 F&E Empfehlungen für das SynBioPtX als hybride Bioraffinerie

Bisher wurden die möglichen Synergien und integrativen Ansätze von Technologien zur Konversion von Biomasse und erneuerbarem Strom zu innovativen Produkten (Biomass- bzw. Power-to-X) für die stoffliche und energetische Verwertung nur unzureichend betrachtet. Für einzelne Konversionsprozesse wurde dazu bereits eine Reihe von Technologieansätzen entwickelt. Förderbedarf besteht allerdings für Vorhaben, die einzelne Konversionstechnologien so miteinander kombinieren, dass sich synergistische Effekte durch eine hohe Prozessintegration ergeben. Durch die Förderung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben für solcherart integrierte bzw. hybride Bioraffinerien ist insbesondere mit Effizienzsteigerungen, Emissionsminderungen sowie Kostenreduzierungen zu rechnen. Neben technischen Lösungen sind auch dazu passende langfristige politische Rahmenbedingungen zu entwickeln, um ein Umfeld zu schaffen, in dem die Errichtung hybrider Bioraffinerien über die in der Industrie üblichen Abschreibungszeiträume ökonomisch tragfähig wird. Erst damit

wird die Kommerzialisierung von einzelnen Konzepten für die industrielle Anwendung interessant und die potentiellen Effizienzsteigerungen und Kostenreduzierungen praktisch realisierbar.

5.4.1 Flexibilisierung der Energiebereitstellung

Hybride Bioraffinerien sind überwiegend als Senken für elektrischen Strom zu betrachten, den diese zusammen mit Biomasse in stofflicher Form (gasförmige oder/ und flüssige Energieträger) speichern. Durch die Erzeugung von chemischen Energieträgern wird eine hohe Flexibilisierung der späteren Energiebereitstellung gewährleistet, da die erzeugten Kraftstoffe flexibel und bedarfsorientiert genutzt werden können. Großer Förderbedarf besteht hierbei für Vorhaben und Konzeptentwicklungen, die lastflexible Fahrweisen bezogen auf den Stromverbrauch von Bioraffinerien ermöglichen, ohne dass die dafür notwendigen Investitionskosten im Vergleich zu Konzepten mit konstanter Fahrweise stark ansteigen. Solche Anlagen sind als langfristiges Ziel im zukünftigen Energiesystem notwendig, wenn große, zeitlich variable Überschüsse an Elektrizität auftreten und zwischengespeichert werden müssen und gleichzeitig keine zusätzlichen unflexiblen Lasten im Stromsystem erzeugt werden sollen. Für eine hohe räumliche Flexibilität der Energiebereitstellung sind gut ausgebaute Energieinfrastrukturen für erneuerbare Energieträger notwendig, die für Methan und flüssige Kraftstoffe bereits vorhanden sind. Vorhaben, die die Verbesserung und den Umbau dieser Infrastrukturen für flexible erneuerbare Energieträger zum Ziel haben, können die Fähigkeiten der vorhandenen Infrastrukturen weiter erhöhen.

Eine räumliche und zeitliche Entkopplung zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch kann dabei die Elektrizitätsnetze entlasten und damit einen Teil der zukünftig wachsenden Lastschwankungen durch die Verlagerung auf andere Infrastrukturen ausgleichen. Sinnvoll ist in diesem Zusammenhang die Förderung von Vorhaben, die bestehende Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung verbessern bzw. neue Prozesse entwickeln. Effizienzsteigerungen im Bereich der Rückverstromung von chemischen Energieträgern sind zwingend notwendig, um den Gesamtwirkungsgrad der Kette Strom → Speicher → Strom zu erhöhen. Entsprechend sollten Vorhaben zur Kraft-Wärme-Kopplung oder reinen Strombereitstellung gefördert werden, wenn der zu erwartende elektrische Wirkungsgrad signifikant über den Stand der Technik hinausgehen, damit die bisher hohen Verluste bei der Rückverstromung reduziert werden.

5.4.2 Rohstoffbasis

Zentraler Forschungsbedarf besteht in der Kopplung von Vergasungs- und Pyrolyseprozessen sowie biologischen Prozessen (Biogas- und Bioethanolanlagen) mit Syntheseprozessen zur Erzeugung von Plattformchemikalien und Energieträgern (u. a. Methan, Methanol, höhere Kohlenwasserstoffe, Alkene). Mit Vergasungs- und Pyrolyseprozessen lässt sich potentiell ein breites Spektrum an Biomassesubstraten (Rest- und Abfallstoffe mit lokal und saisonal schwankenden Qualitäten) erschließen, wobei hierzu gezielt die Entwicklung von rohstoffflexiblen Gaserzeugern gefördert werden sollte um zukünftig günstige Brennstoffe erschließen zu können. Viele Synthesetechnologien, die klassisches Synthesegas (H_2 und CO) aus fossilen Rohstoffen

einsetzen, sind bereits kommerziell verfügbar. Entsprechende Technologien, die mit Biomasse als Rohstoffquelle arbeiten, werden gerade demonstriert (ETIB 2017). Abgeleitete Technologien, die Synthesegas aus H_2 und CO_2 einsetzen, werden ebenfalls gerade in Pilot- und Demonstrationsvorhaben entwickelt (Methan-, Methanol-, Ethanol-, Fischer-Tropsch-Synthese). Weiterer Förderbedarf besteht allerdings für die Nutzung von CO_2 aus etablierten Industrieprozessen. Hier sollte insbesondere ein Programm für kleine und mittlere Unternehmen, bei denen CO_2 -reiche Abgasströme auftreten, aufgesetzt werden. Dabei sollten zuerst Konzepte entwickelt und nachfolgende Umsetzungsstrategien entwickelt werden. So können unternehmensspezifische Optionen für zukünftige Anforderungen an „Null-Emission-Technologien“ eingeordnet und im Idealfall umgesetzt werden. Wenig Beachtung fand bisher die Synthese von erneuerbaren Alkenen, die wichtige Plattformchemikalien für die chemische Industrie darstellen. Grundlagenuntersuchungen in diesem Bereich liegen vor, jedoch besteht ein Mangel an Vorhaben, die die Alkensynthese im Technikums- und Pilotmaßstab weiterentwickeln. Außerdem sind hydrothermale Prozesse, die vielfältige Rest- und Abfallstoffe aufbereiten können, so dass diese in Vergasungs- und Pyrolyseprozessen eingesetzt werden können, von Bedeutung. Neben der Förderung von Vorhaben zur hydrothermalen Karbonisierung kann hierbei die Förderung von anderen hydrothermalen Prozessen sinnvoll sein, so dass zukünftig möglichst alle Rest- und Abfallströme vollständig verwertet werden können.

5.4.3 Kostenreduzierung, Effizienzsteigerung, Emissionsminderung

Hybride Bioraffinerien müssen zur Ausschöpfung der hohen Effizienzpotenziale der Reduktion von Emissionen und Kosten einen hohen Integrationsgrad der eingesetzten Einzelprozesse aufweisen. Um dies zu fördern, sind Pilot- und Demonstrationsvorhaben, die Synthesegas als Zwischenprodukt für die Bereitstellung von flüssigen und gasförmigen Energieträgern nutzen, notwendig. Das IH^2 -Projekt (Marker et al. 2012) stellt ein gutes Beispiel für ein solches Pilotvorhaben dar. Die Erzeugung von erneuerbaren Energieträgern und Plattformchemikalien, die fossile Stoffe direkt substituieren können, aber nicht aus Nahrungsmitteln hergestellt werden (SNG, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, Biokohle, Alkene), ist in einzelnen Vorhaben zu fördern. Dabei sollten mittel- bis langfristig politische und finanzielle Rahmenbedingungen geschaffen werden, die einen wirtschaftlichen Betrieb von hybriden Bioraffinerien erlauben.

Literaturverzeichnis

- Barisic, Zeljko; Baumann, Frank-Michael; Bernard, Jörg; Ebert, Günther; Grimm, Christiane; Hartmann, Hans; et al. (2015): Statusreport Regenerative Energien in Deutschland 2015. VDI.
https://www.vdi.de/fileadmin/user_upload/Statusreport_Regenerative_Energien_-_WEB.pdf.
- Baur, Frank; Krautkremer, Bernd; Wörner, Antje (2014): Die Rolle der Bioenergie für das Strom-Wärme-System. Saarbrücken.
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2013-2/th2013_06_02.pdf. Letzter Zugriff: 25.04.2017.
- Baur, Frank; Noll, Florian; Wern, Bernhard; Vogler, Cornelia; Weiler, Katja; Arnold, Karin; et al. (2015): Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung. KomInteg. Institut für ZukunftsEnergieSysteme.
http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/ST_12_061.pdf.
- Beil, Michael; Lohmann, Heiko; Kramer, Rainer; Sarge, Stefan; Anders, Bert; Böckler, Hans-Benjamin (2016): Schlussbericht - Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses „MONA“. Kassel. <http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22011009.pdf>. Letzter Zugriff: 12.07.2017.
- BMWi (2016a): Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2015-excel.xls?__blob=publicationFile&v=9.
- BMWi (2016b): Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- BMWi (2017): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015. Informationsportal Erneuerbare Energien. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Entwicklung_der_erneuerbaren_Energien_in_Deutschland/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2015.html.
- Brosowski, André; Adler, Philipp; Erdmann, Georgia; Stinner, Walter; Thrän, Daniela; Mantau, Udo; et al. (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen - Status Quo in Deutschland. Schriftenreihe Nachhaltige Rohstoffe 36.
https://www.bioliq.de/downloads/schriftenreihe_band_36_web_01_09_15.pdf. Letzter Zugriff: 17.07.2017.
- Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Schüch, Andrea (2014): Ein Überblick - Potenziale, Techniken und Perspektiven von zukünftigen Substraten im Biogassektor. In: Michael Nelles (Hrsg.), Tagungsband DBFZ-Jahrestagung Bio-

- energie. Vielseitig, sicher, wirtschaftlich, sauber?! 37-44. Leipzig.
https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Schriftenreihen/Tagungsband/DBFZ_Jahrestagung_2014.pdf.
- DECHEMA e.V. (2016): Fortschrittliche alternative flüssige Brenn- und Kraftstoffe: Für Klimaschutz im globalen Rohstoffwandel. Positionspapier des Temporären Arbeitskreises „Alternative Brenn- und Kraftstoffe“ der ProcessNet. empörerer ProcessNet Arbeitskreis „Alternative Brenn- und Kraftstoffe“.
- Deutscher Bundestag (2009): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland - Drucksache 16/12955. Berlin.
<http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/16/129/1612955.pdf>.
- Dotzauer, Martin; Hennig, Christiane; Lenz, Volker; Brosowski, André; Trommler, Marcus; Barchmann, Tino; et al. (2016): Entwicklung der Biomasseverstromung bei Fortschreibung der aktuellen EEG-Vergütung. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ). <http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22400815.pdf>.
- Europäische Kommission (EC) (2017): Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0767R\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0767R(01)&from=EN). Letzter Zugriff: 12.07.2017.
- EEA (2013): EU bioenergy potential from a resource-efficiency perspective. Copenhagen: European Environment Agency.
<http://www.eea.europa.eu/publications/eu-bioenergy-potential>.
- EEG 2014 (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf.
- EEG 2017 (2016): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html.
- Ehrenstein, Ulrike; Strauch, Sabine; Hildebrand, Jan (2012): Akzeptanz von Biogasanlagen. Hintergrund, Analyse und Empfehlungen für die Praxis. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT.
<http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/energie/akzeptanz-biogasanlagen-120410.pdf>.
- Eltrop, Ludger (Hrsg.) (2014): Leitfaden feste Biobrennstoffe: [Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich] (4., vollst. überarb. Aufl.). Gülzow-Prüzen: FNR.
- ETIB (2017): FT-Liquids & Biomass to Liquids (BtL). ETIP Bioenergy-SABS.
http://www.etipbioenergy.eu/?option=com_content&view=article&id=277.

- EWE AG (2014): IKT für eine erfolgreiche Energiewende - Ausgewählte Anwendungsfelder und politische Handlungsempfehlungen. Positionspapier von EWE AG.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.) (2013): Leitfaden Biogas: von der Gewinnung zur Nutzung ; Bioenergie. biogas.fnr.de (6., überarb. Aufl.). Gülzow-Prüzen: FNR.
- Fachverband Biogas e.V. (FVB) (2014): Änderungsbedarf beim EEG-Arbeitsentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
<http://www.umweltgutachter.de/uploads/images/02g4ja4wrfkXY5b8uTCVZQ/140214-fachverband-biogas-bewertung-vorschlaege-bmwi-eeeg-2014-arbeitsentwurf-umweltgutachter-omnicert.pdf>.
- FNR (2016): FNR - Biokraftstoffe: Aktuelle Marktsituation.
<https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/aktuelle-marktsituation/>. Letzter Zugriff: 27.04.2017.
- Foster, Edward; Contestabile, Marcello; Blazquez, Jorge; Manzano, Baltasar; Workman, Mark; Shah, Nilay (2017): The unstudied barriers to widespread renewable energy deployment: Fossil fuel price responses. Energy Policy 103 (2017) 258–264.
- Fraunhofer IWES (Hrsg.) (2012): Landkreis als Vorreiter, Regenerative Modellregion Harz. Abschlussbericht. Kassel: BMWi. <http://www.regmodharz.de/>.
- Fraunhofer IWES; IPB; Ifeu (2015): Interaktion EE Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. BMWi.
- Full, Johannes (2015): Abschlussbericht zur Veröffentlichung „Benzolminderung bei Holzgasbetriebenen KWK-Anlagen“. Freinburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Steckbriefe/dokumente/03KB077_HolzgasPlus_Schlussbericht-150921-final.pdf.
- FVEE (2016): Forschung für die Wärmewende - Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2015. Forschungsverbund Erneuerbare Energien.
<http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2015/th2015.pdf>.
- Hamm, Ulrich; El-Chichakli, Beate (2015): A Global Vision for Bioeconomy - an International Delphi-Study. Global Bioeconomy Summit, Berlin.
http://gbs2015.com/fileadmin/gbs2015/Downloads/A_Global_Vision_for_Bioeconomy_Hamm.pdf.
- Hartmann, Ingo; Lenz, Volker (2014): Wissenschaftliche Einblicke zur Emissionsminderung bei Biomasse-Kleinfeuerungen. In: Michael Nelles (Hrsg.), DBFZ-Jahrestagung Bioenergie. Vielseitig, sicher, wirtschaftlich, sauber?! 118-129. Leipzig.

https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Schriftenreihen/Tagungsband/DBFZ_Jahrestagung_2014.pdf

Hauser, Eva; Wern, Bernhard; Pertagnol, Joachim (2016): Bioenergie auf dem Weg zu einem dekarbonisierten Energiesektor bis 2050: einige energiewirtschaftliche und –politische Implikationen. DBFZ-Tagungsband, Nr. 3. 2. DBFZ-Jahrestagung 2016 Smart Bioenergy - Wie sieht die Zukunft der Bioenergie aus?, Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.

https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Schriftenreihen/Tagungsband/DBFZ_Jahrestagung_2016.pdf. Letzter Zugriff: 26.04.2017.

Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas; Borggreffe, Frieder; Pape, Carsten; Jachmann, Henning; Fischendick, Manfred (2015): Phasen der Transformation des Energiesystems – Ein ganzheitlicher Blick auf alle Wandlungsketten und Verbrauchssektoren. Forschung für die Energiewende – Phasenübergänge aktiv gestalten - Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2014.

http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2014/th2014_03_02.pdf.

Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Jörß, Wolfram; Blanck, Ruth; Ludig, Sylvie; Loreck, Charlotte; et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie.

<http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>.

Holzhammer, Uwe (2015): Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien. Schriftenreihe Umweltingenieurwesen. Rostock: Universität, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft.

Hornung, Andreas (2014): Bio-Hydrogen from Biomass. Transformation of Biomass: Theory to Practice. John Wiley & Sons, Ltd.

IEA (2016a): IEA - Data Services: Detailed Country RD&D Budgets. : Beyond 20/20 WDS - Table View. <http://wds.iea.org/WDS/TableViewer/tableView.aspx>. Letzter Zugriff: 28 März 2017.

IEA (2016b): Energy Technology RD&D Budgets Database Documentation. <http://wds.iea.org/WDS/tableviewer/document.aspx?FileId=1525>.

IRENA (2014): REmap 2030. A Renewable Energy Roadmap. Abu Dhabi. www.irena.org/remap.

ISI; Consentec (noch nicht veröffentlicht): Langfristszenarien Deutschland. ISI & Consentec 2016/2017.

Kabasci, Stephan; Ehrenstein, Ulrike; Strauch, Sabine; Schweizer-Ries, Petra; Hildebrand, Jan (2012): Imageanalyse und Imagewandel der Biogastechnologie unter Einbeziehung sozialwissenschaftlicher und technologischer Aspekte. Fraunhofer UMSICHT; Forschungsgruppe Umweltpsychologie. <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/energie/akzeptanz-biogasanlagen.pdf>.

- Kloth, Philipp (2016): Digitalisierung als Katalysator der Wärmewende.
<https://www.dialog-energie-zukunft.de/digitalisierung-katalysator-waermewende/>. Letzter Zugriff: 25.04.2017.
- Knappe, Florian; Vogt, Regine; Lazar, Silvia; Höke, Silke (2012): Optimierung der Verwertung organischer Abfälle. TEXTE 43/ 2010, Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Umweltbundesamt, Dessau.
- Knorr, Kaspar; Zimmermann, Britta; Kirchner, Dirk; Speckmann, Markus; Spieckermann, Raphael; Widdel, Martin; et al. (2014): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht. Fraunhofer IWES, Siemens AG, Universität Hannover, CUBE. BMWi.
- Kreyenberg, Danny; Lischke, Andreas; Bergk, Fabian; et al. (2015): Erneuerbare Energien im Verkehr - Potentiale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger.
http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/mks-kurzstudie-ee-im-verkehr.pdf?__blob=publicationFile.
- Kröger, Michael; Müller-Langer, Franziska (2012): Review on possible algal-biofuel production processes. *Biofuels* 3 (3) 333–349.
- Kunz, Claudia; Kirrmann, Sven (2016): Die neue Wärmewelt - Szenario einer rein regenerativen Wärmeversorgung Deutschlands.. Im Auftrag von Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen. Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/551.AEE_Neue_Waermewelt_Online.pdf.
- Lambrecht, Udo; Müller-Langer, Franziska (2015): Alternative Energieträger im Verkehr und ihre Infrastruktur. Jahreskonferenz zur MKS „Nachhaltige Konzepte für die Energiewende im Verkehr“, Berlin.
https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/mks-jahreskonferenz-praesentation-mueller-langer-und-lambrecht.pdf?__blob=publicationFile.
- Laurens, Lieve; McMillan, James (2017): State of Technology Review – Algae Bioenergy: An IEA Bioenergy Inter-Task Strategic Project. Denver: National Renewable Energy Laboratory. <http://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2017/02/IEA-Bioenergy-Algae-report-update-Final-template-20170131.pdf>.
- Lenz, Volker; Ortwein, Andreas (2017): SmartBiomassHeat – Heat from Solid Biofuels as an Integral Part of a Future Energy System Based on Renewables. *Chemical Engineering & Technology* 40 (2) 313–322.
- Leonzio, Grazia (2017): Design and feasibility analysis of a Power-to-Gas plant in Germany. *Journal of Cleaner Production* 162 (2017) 609-623.
- Majer, Stefan; Gröngröft, Arne; Drache, Christian; Braune, Maria; Meisel, Kathleen; Müller-Langer, Franziska; Naumann, Karin; Oehmichen, Katja (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel: Handreichung (Version 1.0.). Leipzig: DBFZ.

https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Handreichung_Biodiesel.pdf.

- Marker, Terry; Linck, Martin; Felix, Larry; Ortiz-Toral, Pedro; Wangerow, Jim (2012): Biomass to Gasoline and Diesel Using Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion. Des Plaines, Illinois: Gas Technology Institute. <https://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/1059031>. Letzter Zugriff: 11.07.2017.
- Matthes, Mirjam; Hartmann, Ingo (2013): Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinfeuerungen - Feuerungsanlage: Multifuelkessel. 5. Statuskonferenz des BMU-Förderprogramms Energetische Biomassenutzung. Leipzig.
- Meisel, Kathleen; Braune, Maria; Gröngroft, Arne; Müller-Langer, Franziska; Naumann, Karin; Oehmichen, Katja (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Bioethanol: Handreichung (Version 1.0.). Leipzig: DBFZ.
- Menken, Lars (2016): EEG-Marktscreening 2015/2016 - Erneuerbare Energien - wirklich unbegrenzt erfolgreich? Steinfurt: Gesellschaft für angewandte Marktforschung in der Energiewirtschaft (G.A.M.E.) mbH. http://www.eeg-marktscreening.de/cm4all/iproc.php/GAME%20EEG_Marktscreening_Vollversion.pdf?cdp=a.
- Müller-Langer, Franziska; Dietrich, Ralph-Uwe; Arnold, Karin; van de Krol, Roel; Harnisch, Falk (2016): Erneuerbare Kraftstoffe für Mobilität und Industrie Wie decken wir die Bedarfe von morgen? Berlin. <http://docplayer.org/34924018-Erneuerbare-kraftstoffe-fuer-mobilitaet-und-industrie-wie-decken-wir-die-bedarfe-von-morgen.html>. Letzter Zugriff: 28.03.2017.
- Nitsch, Joachim (2015): SZEN-15. Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Eckdaten des Jahres 2014. http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/20150419-Szenarien_SZEN-15.pdf.
- Nitsch, Joachim (2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Stuttgart. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21.pdf.
- Nitsch, Joachim; et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie. Stuttgart, Kassel, Teltow: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IF-NE).
- Oehmichen, Katja; Naumann, Karin; et al. (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan: Handreichung (Version 1.0.). Leipzig: DBFZ.

- Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin: Öko-Institut, Fraunhofer ISI.
- Palmeros Parada, Mar; Osseweijer, Patricia; Posada Duque, John (2016): Sustainable biorefineries, an analysis of practices for incorporating sustainability in biorefinery design. Industrial Crops and Products.
- Pfemeter, Christoph; Liptay, Peter (2014): Wärme und Strom aus Holz - Holzgasanlagen für regionale Energieversorgung. Wien.
<http://www.syncraft.at/images/syncraft/download/FO-OeBMV-Falter-Waerme-und-Strom-aus-Holz.pdf>.
- Pieprzyk, Björn; Rojas, Paula; Kunz, Claudia; Knebel, Alexander (2016): Metaanalyse über Perspektiven fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergieträger. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/me-ta_Perspektiven_Bioenergietraeger_16/AEE_Metaanalyse_Bioenergie_Nov16.pdf. Letzter Zugriff: 25.01.2017.
- Ponitka, Jens; Arendt, Oliver; Lenz, Volker; Daniel-Gromke, Jaqueline; Stinner, Walter; Ortwein, Andreas; et al. (2016): Focus on: Bionergie im Strom- und Wärmemarkt : Projektergebnisse 2015-2016 (2. Aufl.). Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Ver%C3%B6ffentlichungen/fh_technologie_web_small.pdf.
- Raussen, Thomas; Kern, Michael; Richter, Felix; et al. (2016): Optimierte energetische Verwertung von Bioabfällen. Mitteldeutsche Mitteilungen. Schwerpunkt nachwachsende Rohstoffe und Pflanzentechnologie. Begleitheft des 20. Kongresses Narossa 2016 16–17.
- Rochlitz, L.; Helmes, C.; Rickart, I. (2016): Positionsbestimmung für Anlagen zur thermochemischen Vergasung von Biomasse im sich wandelnden Energiesystem. Rotenburg a.d. Fulda. http://www.fee-ev.de/1_Aktuelles/DGMK_2016_FEE_Rochlitz.pdf.
- Scheftelowitz, M.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.; Stinner, W.; Hildebrand, K.; et al. (2015): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). No. Zwischenbericht Mai 2015. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, IWES.
https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/01_Monitoring_ZB_Mai_2015.pdf.
- Seyfert, U.; Bunzel, K.; Thrän, D.; Zeddies, J. (2011): Biomassepotentiale aus dem Energiepflanzenanbau in Deutschland. Informationen zur Raumentwicklung (5/6) 287–295.
- Sterner, M.; Bauer, F. (2016): Weltweit Null-Emissionen bis 2050. Szenarien zur globalen Dekarbonisierung auf Basis erneuerbarer Energien, Sektorenkopp-

- lung und Energiespeicher ohne negative Emissionen, Biomasse und CCS.
http://www.wbgu.de/fileadmin/user_upload/wbgu.de/templates/dateien/veroeffentlichungen/sondergutachten/sg2016/sondergutachten2016_ex02.pdf.
- Stuible, A.; Zech, D.; Wülbeck, H.-F.; Sperber, E.; Nast, M.; Hartmann, H.; et al. (2016): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Stuttgart. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Letzter Zugriff: 12.07.2017.
- Szarka, N.; Rönsch, C.; Lenz, V.; Thrän, D. (2016): Zukünftige Strategien der biogenen Wärmebereitstellung. DBFZ-Tagungsband, Nr. 3. 2. DBFZ-Jahrestagung 2016 Smart Bioenergy - Wie sieht die Zukunft der Bioenergie aus?, Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Schriftenreihen/Tagungsband/DBFZ_Jahrestagung_2016.pdf. Letzter Zugriff: 26.04.2017.
- Thrän, D. (2015): Smart Bioenergy: Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems. Springer.
- Thrän, D.; Arendt, O.; Ponitka, J.; Braun, J.; Millinger, M.; Wolf, V.; et al. (2015): Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. <https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/meilensteine-2030/ergebnisse.html>.
- Thrän, D.; Buchhorn, M.; Bunzel, K.; Seyfert, U.; Zeller, V. (2010): Globale und regionale Verteilung von Biomassepotentialen: Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung. BMVBS-Online-Publikation, Nr. 27/2010. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS).
- Thrän, D.; Pfeiffer, D. (2013): Methodenhandbuch - Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte (Bd. 4). Leipzig: DBFZ.
- Thrän, D.; Seitz, S.; Wirkner, R.; Nelles, M. (2016a): Smart Bioenergy – Innovative Konzepte für eine nachhaltige Energiewende. DBFZ-Tagungsband, Nr. 3. 2. DBFZ-Jahrestagung 2016 Smart Bioenergy - Wie sieht die Zukunft der Bioenergie aus?, Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Schriftenreihen/Tagungsband/DBFZ_Jahrestagung_2016.pdf. Letzter Zugriff: 26.04.2017.
- Thrän, D.; Witt, J.; Schaubach, K.; Kiel, J.; Carbo, M.; Maier, J.; et al. (2016b): Moving torrefaction towards market introduction – Technical improvements and economic-environmental assessment along the overall torrefaction supply chain through the SECTOR project. Biomass and Bioenergy 89 (2016) 184–200.
- Trommler, M.; Dotzauer, M.; Barchmann, T.; Matthischke, S.; Brosowski, A.; Keil, A. (2016): RegioBalance - Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsop-

- tion in deutschen Stromverteilernetzen : Kurzfassung. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH.
- Vogel, P. D. F. (2016): Hydrothermale Verfahren. In: M. Kaltschmitt, H. Hartmann, und H. Hofbauer (Hrsg.), Energie aus Biomasse. Springer Berlin Heidelberg.
- Wang, W.-C.; Tao, L. (2016): Bio-jet fuel conversion technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews 53 (2016) 801–822.
- Welteke-Fabricius, U. (2016): EEG 2017: Ein Weckruf für Biogas. Über Irrtümer und neue Wege. DBFZ-Tagungsband, Nr. 3. 2. DBFZ-Jahrestagung 2016 Smart Bioenergy - Wie sieht die Zukunft der Bioenergie aus?, Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.
https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Schriftenreihen/Tagungsband/DBFZ_Jahrestagung_2016.pdf. Letzter Zugriff: 26.04.2017.
- Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Möst, D.; Scheufen, M. (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. <https://www.energietechnologien2050.de>
- Wüstemann, H.; Bonn, A.; Albert, C.; Bertram, C.; Biber-Freudenberger, L.; Dehnhardt, A.; et al. (2017): Synergies and trade-offs between nature conservation and climate policy: Insights from the “Natural Capital Germany – TEEB DE” study. Ecosystem Services 24 (2017) 187–199.
- Zech, K.; Grasemann, E.; Oehmichen, K.; Kiendl, I.; Schmiersahl, R.; Rönsch, S.; et al. (2013): Hy-NOW Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse. No. 3410010. Leipzig: DBFZ im Auftrag Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- Zeymer, M.; Herrmann, A.; Oehmichen, K.; Schmiersahl, R.; Schneider, R.; Heidecke, P.; He, L.; Volz, F. (2013): Kleintechnische Biomassevergasung - Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung. DBFZ Report No. 18. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH.

Helmholtz-Zentrum Potsdam –

Deutsches GeoForschungsZentrum | 15. Dezember 2017

Technologiebericht

1.2 Tiefengeothermie

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Arnd Heumann

Ernst Huenges

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

GFZ

Helmholtz-Zentrum
POTSDAM

Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Heumann, A.; Huenges, E. (2017): Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Prof. Dr. Ernst Huenges
Tel.: +49 331 / 288 – 1440
Fax: +49 331 / 288 – 1450
E-Mail: huenges@gfz-potsdam.de

Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ
Telegrafenberg
14473 Potsdam

Review durch:

Jens Kuckelkorn (Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	87
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	88
Tabellenverzeichnis	89
Abbildungsverzeichnis	91
Zusammenfassung (Steckbrief)	92
1 Beschreibung des Technologiefeldes	94
1.1 Einleitung	94
1.2 Hydro- und petrothermale Systeme sowie Erdwärmesonden	94
1.3 Nutzungsformen	96
2 Stand F&E in Deutschland	98
3 Relevanz öffentlicher Förderung	99
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	99
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	100
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	104
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	104
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	109
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	110
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	111
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	112
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	115
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	119
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	121
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	121
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	122
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	124
5.1 Erkundung	124
5.2 Erschließung	126
5.3 Reservoirmanagement	126
5.4 Fluidförderung und Energiebereitstellung	127
5.5 Akzeptanz und Rahmenbedingungen	128
Literaturverzeichnis	129

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BAU	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAGR	Compound Annual Growth Rate
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien Wärmegesetz
EGS	Enhanced Geothermal System, Engineered Geothermal System
IEA	International Energy Agency
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment
MAP	Marktanreizprogramm
ORC	Organic-Rankine-Cycle
THG	Treibhausgase
TRL	Technology Readiness Level

Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
EJ	Exajoule (1 EJ=10 ¹⁸ J)
GW	Gigawatt (1 GW=10 ⁹ W)
GW _{el}	Gigawattstunde, elektrisch
GWh	Gigawattstunde
GW _{th}	Gigawattstunde, thermisch
h/a	Stunden pro Jahr
MW	Megawatt (1 MW=10 ⁶ W)
PJ	Petajoule
TW	Terrawatt (1 TW=10 ¹² W)
TWh	Terawattstunde
TWh _{el}	Terawattstunde, elektrisch
TWh _{th}	Terawattstunde, thermisch

Tabellenverzeichnis


Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten für das Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland-----	97
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Enhanced Geothermal Systems -----	99
Tab. 3-2	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von thermischen Aquiferspeichern -----	99
Tab. 3-3	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Tiefengeothermie -----	100
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang mit Technologiefeld Tiefengeothermie-----	102
Tab. 3-5	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang mit thermischer Aquiferspeicherung-----	102
Tab. 3-6	Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Tiefengeothermie -----	103
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	105
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie - Strom-----	106
Tab. 4-3	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	106
Tab. 4-4	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie - Wärme-----	107
Tab. 4-5	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	108
Tab. 4-6	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom-----	108
Tab. 4-7	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	109
Tab. 4-8	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme-----	109
Tab. 4-9	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	110
Tab. 4-10	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	110
Tab. 4-11	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie - in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	111
Tab. 4-12	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie - in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	111
Tab. 4-13	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	112
Tab. 4-14	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	112
Tab. 4-15	Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Tiefengeothermie -----	113
Tab. 4-16	Globales und nationales Zubaupotenzial für Tiefengeothermie (Strom)-----	113
Tab. 4-17	Inländische Wertschöpfung basierend auf dem Technologiefeld Tiefengeothermie (Strom) hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes -----	114
Tab. 4-18	Globales und nationales Zubaupotenzial für Tiefengeothermie (Wärme)-----	114

Tab. 4-19	Inländische Wertschöpfung basierend auf dem Technologiefeld Tiefengeothermie (Wärme aus hydrothermalen Nutzung) hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes -----	115
Tab. 4-20	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Geothermie-----	116
Tab. 4-21	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Input-Orientierung-----	118
Tab. 4-22	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Output-Orientierung -----	119
Tab. 4-23	Bewertungsraster für die Akzeptanz von dem Technologiefeld Tiefengeothermie zum Status Quo (2015)-----	120
Tab. 4-24	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Tiefengeothermie für EGS -----	121
Tab. 4-25	Abhängigkeit des Technologiefeldes Tiefengeothermie von Infrastrukturen -----	122

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Geothermische Reservoirs für Wärme-, Stromerzeugung und Speicherung-----	95
Abb. 1-2	Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung und Direktwärmenutzung in Deutschland durch Tiefengeothermie seit dem Jahr 2007 (Stand März 2017) -----	97
Abb. 4-1	Verteilung der Fördermittel 2006-2016 für Tiefengeothermie in Deutschland-----	116
Abb. 4-2	Globales F&E-Budget (2004 – 2015) für Geothermie und prozentuale Verteilung nach Ländern -----	117
Abb. 4-3	Entwicklung relativer Anteile der Geothermieförderung am gesamten öffentlichen F&E-Budget der Energieforschung nach IEA Status Quo (2015) -----	117
Abb. 4-4	Entwicklung des Anteils der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen (Scopus® Recherche im März 2017) -----	119

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.2 Tiefengeothermie			<div><div>GFZ Helmholtz-Zentrum POTSDAM</div></div>			
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
<p>Vor dem Hintergrund flexibel kombinierbarer Wärme- und Stromerzeugung lassen sich bei der Nutzung der tiefen Geothermie in Deutschland die folgenden Technologien unterscheiden:</p> <p>– A: Hydrothermale Systeme</p> <p>– B: Petrothermale Systeme</p> <p>die man beide als <i>Enhanced Geothermal Systems</i> (EGS) wirtschaftlich erschließen kann.</p>						
<p>Technologische Reife:</p> <p>– A: haben in Deutschland das Technologieentwicklungsstadium TRL=7-9 erreicht</p> <p>– EGS-Anlagen (inkl. B) können demgegenüber je nach Standort den Stadien Technologieentwicklung - Demonstration (TRL=4-7) zugeordnet werden.</p>						
<p>Kritische Komponenten und Prozesse: Geothermisches Reservoir, Produktivität, Injektivität, Bohrung, Bohrlochausbau, Förderpumpe, Korrosion, chemische Ausfällungen, Wärmeübertrager</p>						
Entwicklungsziele						
<p>– Nachhaltige Produktivitätssteigerung durch Erkundung, Erschließung, Bohrtechnik und Stimulationsverfahren sowie Kosten- und Risikosenkung und Sicherung eines effizienten Anlagenbetriebs</p> <p>– Standortunabhängige Nutzungskonzepte und vorwettbewerbliche Demonstrationsanlagen</p>						
Technologie-Entwicklung						
	Sektor	Einheit	2014-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Marktpotenzial	Strom ¹	GW _{el} / TWh _{el}	18 / 136	140 / 939	281 / 1774	256 / 1624
International (max)	Wärme ¹	GW _{th} / TWh _{th}	32 / 135	276 / 1104	527 / 2108	377 / 1508
Marktpotenzial	Strom ²	GW _{el} / TWh _{el}	0,3 / 1,6	0,7 / 4,8	1,2 / 7,7	2,7 / 17,7
Deutschland (max)	Wärme ³	GW _{th} / TWh _{th}	3,7 / 7,0	7,6 / 15,3	8,3 / 16,7	6,8 / 13,6
Ausnutzung		h/a	6.000	7.000	8.000	8.000
Lebensdauer		a	30	35	40	50
Investitionskosten		€/kW	11.000 - 15.000	10.000 – 14.000	9.000 – 12.000	8.000 - 10.000
¹ Szenarienbereich INT_besser_2°C; ² Szenarienbereich DE_95 %; ³ Szenarienbereich DE_80 %						
F&E-Bedarf						
<p>– Verbesserte Erkundungsmethoden zur Minimierung des Fündigkeitsrisikos</p> <p>– Verfahren zur signifikanten Kostensenkung und Sicherung nachhaltiger Lagerstättenproduktivität</p> <p>– Ganzheitliche Forschungsansätze für einen effizienten und nachhaltigen Anlagenbetrieb</p> <p>– Akzeptanz- und vergleichende Risikoanalysen zur Nutzung des unterirdischen Raumes</p> <p>– Konzepte zur Bereitstellung und Speicherung von Wärme im urbanen Raum</p> <p>– Entwicklung von Demonstrationsvorhaben für die Wärmewende</p>						

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)	
Einsparung von CO ₂ -Äq.-Emissionen bis zu 28 Mio. t (2020 – 2050) in Deutschland	
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)	
<ul style="list-style-type: none"> – Direkte Substitution fossiler Energieträger vor allem im Wärmesektor – Erhöhter spezifischer Stahlbedarf für Verrohrung der Bohrungen möglich 	
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)	
Kostensenkungspotenziale durch Lern- und Skaleneffekte bei Bohrung und Bohrlochausbau	
Inländische Wertschöpfung	
<ul style="list-style-type: none"> – Bruttowertschöpfung im Bereich von 30 – 40 % – Investitionen in geothermische Stromerzeugung steigen 2030 - 2050 auf 1 Mrd. €/a. – Geothermische Wärmeerzeugung und –netzausbau erfordern 2 Mrd. €/a (2020 – 2050). – Weltweite Investitionen in Tiefengeothermie erreichen ab 2040 möglicherweise 290 Mrd. €/a. 	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
<ul style="list-style-type: none"> □ Deutschland technologieführend bzw. wettbewerbsfähig □ Öffentliche Fördermittel in Höhe von 13,4 Mio. € (= 1,5 % der Mittel für Energieforschung in 2015) □ 9 % der wissenschaftlichen Publikationen (2014; an dritter Stelle nach USA und China) □ 5 % der Patente weltweit (2014 - 2015) 	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
<ul style="list-style-type: none"> – Allgemein eher hohe Markt- und sozialpolitische Akzeptanz bei mittlerer lokalen Akzeptanz – Bei EGS potentielles Risiko der Verschlechterung lokaler Akzeptanz durch seismische Risiken 	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
Hohe Pfadabhängigkeit durch lange Planungszeiten und hohe Investitionskosten	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
<ul style="list-style-type: none"> – Sehr hohe Abhängigkeit, da Ausbau von Wärmeverteilungsnetzen erforderlich – Anpassung der Verteilungsnetze durch Dezentralisierung der Energiebereitstellung notwendig 	
Systemkompatibilität	
<ul style="list-style-type: none"> – Grundlastfähig und sehr kompatibel im Strukturwandel der Fernwärmeversorgung – Nutzungskonkurrenz im tiefen Untergrund erfordert Abwägung konkurrierender Technologien 	

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Mit der im Erdinnern gespeicherten Wärme erschließt die Geothermie eine kontinuierlich verfügbare und regulierbare Energiequelle. Dabei wird Wärmeenergie mit einem Trägerfluid über Bohrungen an die Erdoberfläche gefördert und dort entweder direkt oder nach Änderung des Temperaturniveaus flexibel für die Wärme-, Kälte-, oder Stromerzeugung bereitgestellt.

Die räumliche Verteilung der Wärme im Untergrund hängt grundsätzlich von den geologischen Randbedingungen ab. Neben dem lokalen Temperaturanstieg mit zunehmender Tiefe – der in den ersten 200 m noch von den klimatischen Bedingungen an der Erdoberfläche beeinflusst sein kann – bestimmt die Variabilität des Wärmestroms über Gesteine und in Fluiden sowie der Transport von Fluiden entlang hydraulischer Wegsamkeiten den Wärmeinhalt einer geothermischen Lagerstätte.

Die Technologien zur Nutzung der Tiefengeothermie¹ erfordern in der Regel jeweils mindestens eine Förder- und eine Schluckbohrung, die bedarfsgerecht Energie mit ausreichender Temperatur aus einer tiefen Erdwärmelagerstätte erschließt. Der Thermalwasser-Kreislauf wird über Tage geschlossen, die Energie in der Regel mit einem Wärmeüberträger an den jeweiligen Abnehmer weitergegeben und das ausgekühlte Wasser über die Schluckbohrung in die Lagerstätte zurückgeführt.

In der Tiefengeothermie wurden in den letzten 10 Jahren wichtige Fortschritte, beispielsweise in der Erkundung und der Reservoirerschließung, erzielt, wodurch es heute möglich ist, verschiedene Standorte für die Bereitstellung von Wärme und/oder Strom erfolgreich zu erschließen. Entscheidend für die wirtschaftliche Nutzung einer geothermischen Ressource ist – neben einem möglichst hohen Temperaturniveau – die Förderrate des Fluids. Die Nutzung des Untergrundes hängt also im besonderen Maße von der effizienten Bewirtschaftung des Reservoirs ab. Dazu muss man das Gesamtsystem aus Bohrung und Reservoir im Untergrund qualitativ und quantitativ verstehen. Mit diesem Verständnis kann man die Prozesse in der Bohrung, im bohrlochnahen Bereich und im Reservoir beherrschen.

Die Nutzungsmöglichkeiten geothermischer Energiequellen für den Temperaturbereich $>20\text{ °C}$ gliedert sich in die folgenden Technologien.

1.2 Hydro- und petrothermale Systeme sowie Erdwärmesonden

Hochtemperatur-Lagerstätten treten in Deutschland gegenwärtig nicht auf, da sie an besondere geologische Prozesse im Umfeld vulkanischer oder tektonischer Aktivität gebunden sind. Bereits seit mehr als 100 Jahren wird aus Hochtemperatur-Lagerstätten mit etablierter Technologie weltweit der Großteil an geothermischer Energie für die Stromerzeugung gewonnen. Gleichwohl zählt die Wärmegewinnung aus hydrothermalen Niedertemperatur-Lagerstätten ($<100\text{ °C}$) in Deutschland zu

¹ Anmerkung: In Abgrenzung zur oberflächennahen Geothermie verwenden Behörden und Wirtschaft in Deutschland den Begriff „Tiefengeothermie“ bzw. auch „Tiefe Geothermie“ für Bohrtiefen $>400\text{ m}$, was in etwa dem Temperaturbereich $>20\text{ °C}$ entspricht (siehe *Technologiefeld 1.7: Umweltwärme*).

den traditionellen Nutzungsformen wie der Beheizung von Gebäuden und Schwimmbädern oder der Bereitstellung von Prozesswärme für die Industrie.

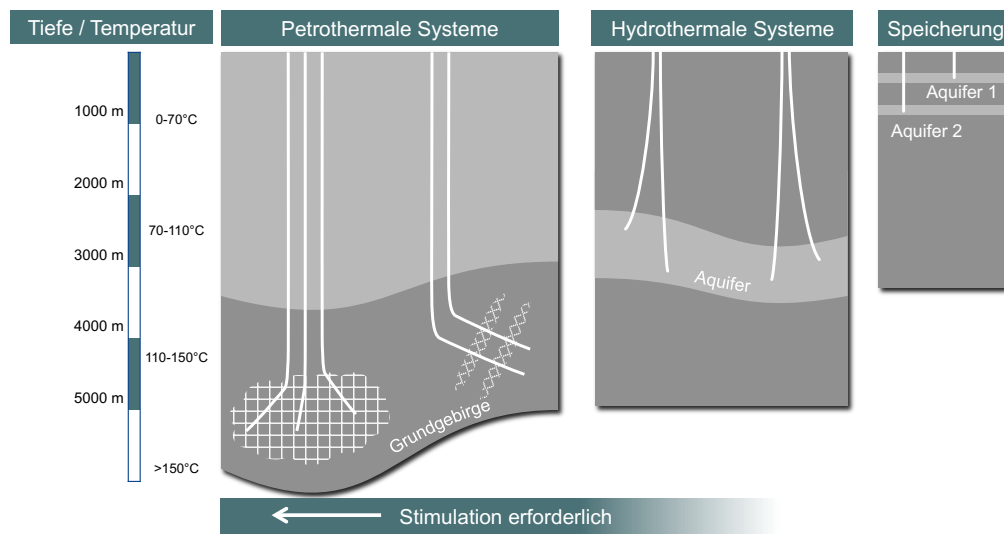


Abb. 1-1 Geothermische Reservoirs für Wärme-, Stromerzeugung und Speicherung

Quelle: GFZ

Bei den in Deutschland verfügbaren geothermischen Lagerstätten (Abb. 1-1) handelt es sich um heiße Tiefenwässer führende Schichten (Hydrothermale Systeme) und um in Tiefengesteinen gespeicherte Wärme (Petrothermale Systeme) ohne oder mit begrenzter Wasserführung. Zum überwiegenden Teil existieren Lagerstätten mit Übergängen von hydro- zu petrothermalen Systemen, die man mit Hilfe des sogenannten Enhanced-Geothermal-Systems-(EGS)-Konzeptes zu einer wirtschaftlichen Nutzung führen kann (Huenges 2016). EGS-Technologien stellen die Summe der ingenieurtechnischen Maßnahmen dar, die zum Austausch der Wärme und zur Optimierung der Erschließung der Lagerstätte erforderlich sind.

Für den Fall, dass die Bohrungen keine ausreichenden Fließraten an Fluiden zulassen, wurden Stimmationsmaßnahmen entwickelt (Baumgärtner et al. 2010). Stimulation bezeichnet die Erhöhung der Permeabilität des geothermischen Reservoirs durch geeignete mechanische (z. B. hydraulische Stimulation), chemische (z. B. Säuerung) oder thermische Maßnahmen (z. B. Kaltwasserinjektion). Mit hydraulischer Stimulation oder Säurebehandlung sind demnach Methoden verfügbar, mit denen künstlich eine höhere hydraulische Leitfähigkeit in gering permeablen Gesteinen hergestellt werden können. Alle dazu notwendigen Systemkomponenten sind verfügbar, es besteht aber noch Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Verlässlichkeit und Effizienz der Technologie.

Die Methodik leitet sich aus dem Reservoirengineering ab, das die erwähnten EGS-Maßnahmen wie die hydraulische Stimulation zur Produktivitätssteigerung nicht fündiger Bohrungen umfasst. Ist die natürliche Durchlässigkeit des Gesteins gering, so dass der Wasserdurchsatz zu niedrig und die Fläche für einen effektiven Wärmeaustausch zu klein ist, werden mit speziellen Stimmationsmethoden künstliche Risse im Gestein erzeugt. Bei der hydraulischen Stimulation wird in kurzer Zeit unter hohem Druck ein Fluid, meist Wasser, über eine Bohrung verpresst. Der Druck des

Fluids überschreitet die im Gebirge vorherrschenden Spannungen, erweitert vorhandene Risse im Gestein, verbindet sie und erzeugt neue Klüfte. Neben der Erzeugung eines weitreichenden Rissystems soll auch der Anschluss an natürlich vorhandene Wasser führende Klüfte hergestellt werden. Durch Stimulation werden also EGS-Systeme geschaffen.

Einen Sonderfall der tiefen Erdwärmenutzung bilden tiefe Erdwärmesonden. Eine Erdwärmesonde ist eine geschlossene Bohrung, aus der ausschließlich konduktiv zugeführte Wärme aus dem Erdreich gefördert wird. Tiefe Erdwärmesonden werden wegen ihrer geringen Effizienz und Wirtschaftlichkeit nur in Ausnahmefällen (unter anderem für die Nachnutzung von Altbohrungen aus der Erdöl- und Erdgasexploration) eingesetzt.

1.3 Nutzungsformen

Erst bei Bohrtiefen von in der Regel über 1.000 m sind im Untergrund Temperaturen größer 50 °C zu erwarten, so dass Heizwärme direkt über einen Wärmeübertrager ausgekoppelt werden kann. Neben der lokalen Nutzung der im Thermalwasser enthaltenen Wärme zu balneologischen Zwecken und zur Gebäudeheizung (im Sinne von Nahwärme), die derzeit an mehr als 160 Standorten erfolgt, stellt die Belieferung von Fernwärmenetzen heute die vorrangige Nutzung tiefer geothermischer Reservoirs dar. 23 Anlagen mit einer installierten thermischen Leistung von mehr als 300 MW stellten 2015 rund 2,5 PJ (690 GWh) Wärmeenergie bereit (Abb. 1-2). Die Nutzung der Thermalwasserwärme zur Wandlung in Strom wird derzeit an 8 Standorten verfolgt, wobei überwiegend ein- und zweistufige Organic-Rankine-Cycle-Kraftwerke zum Einsatz kommen. Die Stromerzeugung stellt am Großteil der Standorte eine Ergänzung zur Wärmebereitstellung dar. Eine reine Stromerzeugung ist nur an 3 Standorten realisiert. Die elektrische Anlagenkapazität beläuft sich momentan auf ca. 37 MW_{el} und stellte 2015 etwa 150 GWh bereit. Die Tiefengeothermie leistet somit einen wichtigen Beitrag zur Grundlastenergiebereitstellung.

Neben der Nutzung der im Untergrund natürlich vorhandenen Wärme ist die Speicherung von Wärme/Kälte in sogenannten Aquiferspeichern eine weitere Anwendungsoption geothermischer Systeme. Aquifere sind Schichten aus Locker- oder Festgestein (z. B. Sand, Kies, Sandstein, Kalkstein), in deren Poren- und/oder Klufträumen sich Grundwasser befindet und bewegen kann. Da Aquiferspeicher mit Kapazitäten von bis zu 10 GWh ausgeführt werden können, ist eine saisonale Speicherung thermischer Energie möglich. Bei Aquifer-Wärmespeichern kann z. B. Überschusswärme aus einer KWK-Anlage im Sommer oder industrielle Prozesswärme für die Wärmebereitstellung in den Wintermonaten zur Verfügung gestellt werden. Aquifer-Kältespeicher nutzen die stabilen Untergrundtemperaturen im Winter für die Kältebereitstellung in den Sommermonaten. Aquiferspeicher sind in Deutschland bislang erst an 3 Standorten realisiert, während andere Länder weit mehr Anlagen realisiert haben, beispielsweise die Niederlande (über 2000).

Tab. 1-1 fasst die wichtigsten techno-ökonomischen Kenndaten zur Tiefengeothermie zusammen.

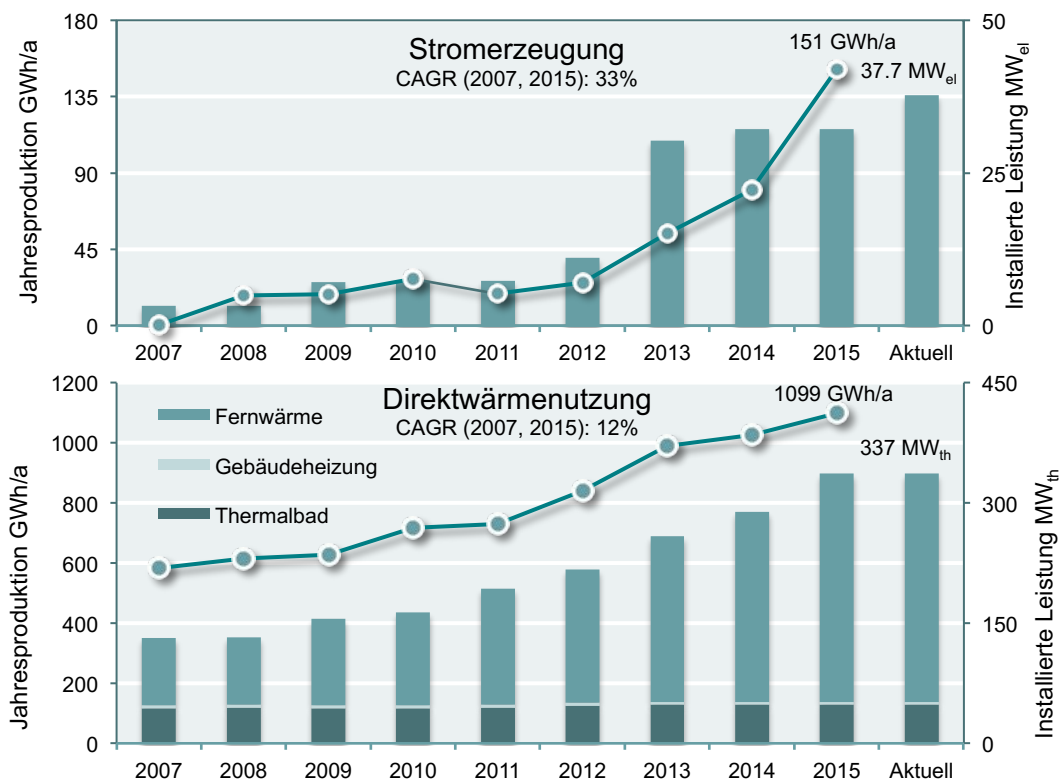


Abb. 1-2 Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung und Direktwärmenutzung in Deutschland durch Tiefengeothermie seit dem Jahr 2007 (Stand März 2017)

Quelle: GFZ nach Geothermisches Informationssystem GeotIS: <http://www.geotis.de>

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten für das Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Mittlere Bohrtiefen	m	3.000 – 4.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Durchschnittliche Nennleistung	MW _{el} / MW _{th}	3 / 10	4 / 40	5 / 50	5 / 50	5 / 50
Volllaststunden - Strom	h/a	7.000	8.000	8.000	8.000	8.600
Volllaststunden - Wärme	h/a	2.000	2.000	3.000	3.000	4.000
Lebensdauer	A	20-30	30	30	40	50
Investitionskosten - EGS	€/kW	15.000	14.000	12.000	10.000	8.000
Stromgestehungskosten	€/kWh _{el}	28	25	15	10	8
Wärmegestehungskosten	€/kWh _{th}	18	15	11	7	4

Quelle: AGFW (2014); Clauser und Elsner (2015); Janczik et al. (2013); Janczik et al. (2014)

2 Stand F&E in Deutschland

In der Tiefengeothermie wurden in den letzten 10 Jahren wichtige Fortschritte, beispielsweise in der Erkundung und der Reservoirerschließung, erzielt, wodurch es heute möglich ist, verschiedene Standorte für die Bereitstellung von Wärme und/oder Strom erfolgreich zu erschließen. Diese Entwicklung ist sehr positiv im Vergleich zu anderen Ländern mit ähnlichen geologischen Voraussetzungen. Das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, das EEG und das Marktanreizprogramm bilden dafür den Rahmen.

Die Entwicklung von Projekten zur Nutzung geothermischer Systeme für die Wärmebereitstellung ist an folgende 4 Kriterien geknüpft: (1) Es müssen geeignete geologische Bedingungen (nachweislich) vorhanden sein; (2) es besteht ein ausreichender und langfristig planbarer Wärmeabsatz sowie die Möglichkeit zum Anschluss an ein Wärmeverteilnetz; (3) die Projektfinanzierung ist mit den hohen Anfangsinvestitionen, der langen Umsetzungsdauer und der langen Projektlaufzeit darstellbar; (4) es kann die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung gewonnen werden.

Gute Voraussetzungen für die Projektentwicklung sind gegenwärtig insbesondere im Süddeutschen Molassebecken im Großraum München zu finden. Im innerstädtischen Bereich gibt es ein großräumiges Heißwasser-Wärmeverteilnetz, welches die Anbindung von tiefengeothermischen Anlagen ermöglicht. Im Umland werden und wurden lokale Wärmenetze in kommunaler Hand realisiert. Zudem werden durch die zunehmenden Kenntnisse der geologischen Gegebenheiten und die Erfahrung in der Projektrealisierung technische und wirtschaftliche Risiken minimiert, was nicht zuletzt zusammen mit dem nachgewiesenen verlässlichen Betrieb zu einer gestiegenen Akzeptanz in der Bevölkerung geführt hat.

Im Oberrheingraben, welcher trotz eines erheblichen Potenzials bislang nur über eine geringe Anzahl von tiefengeothermischen Anlagen verfügt, ist die Akzeptanz der Bevölkerung und Entscheidungsträger eher verhalten und der Zugang zu geeigneter Wärmeinfrastruktur (Wärmenachfrage und Verteilnetz) schwierig. Die Auswirkungen induzierter Seismizität beim Bau und Betrieb der Anlagen ist ein zentrales Akzeptanz-Thema. Seismizität spielt hier aufgrund der geologischen Vorbedingungen eine stärkere Rolle als an anderen Standorten, wenngleich das Risiko mit geeigneten Maßnahmen gering gehalten werden kann. Projekte mit dem Ziel der Stromerzeugung stellen im Hinblick auf Fließrate und Temperatur sehr hohe Anforderungen an die geologischen Gegebenheiten und werden zurzeit nur an einzelnen Standorten realisiert.

Das Norddeutsche Becken, welches prinzipiell über das größte Potenzial verfügt, ist bislang nur durch einzelne Anlagen für die Wärmebereitstellung erschlossen. Geeignete Abnehmerstrukturen sind überwiegend in größeren Städten zu finden. Die nachhaltige Stromerzeugung in wirtschaftlichen Größenordnungen konnte hier aber noch nicht gezeigt werden, obwohl das erste geothermisch betriebene Kraftwerk Deutschlands in Neustadt-Glewe schon 2003 in Betrieb genommen wurde. Die technologischen Kenntnisse für die verlässliche Stromerzeugung sind für diese geologische Umgebung noch unzureichend.

Die Nutzung von Aquiferspeichern zur Bereitstellung von Wärme oder Kälte ist insbesondere in Ballungsgebieten von Interesse. Herkömmliche Methoden zur geologischen Exploration sind hier nur eingeschränkt anwendbar. Zur Aquiferspeicherung sind tiefere Horizonte empfehlenswert, die nicht zur Trinkwassernutzung geeignet sind.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Entwicklungsdauer tiefengeothermischer Anlagen bis zur kommerziellen Inbetriebnahme (Tab. 3-1 und Tab. 3-2) hängt stark vom verlässlichen Kenntnisstand der geologischen Gegebenheiten und den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Investitionsbereitschaft, Energiepreisentwicklung, vorhandene Infrastruktur) ab. Insbesondere der EGS-Lernprozess schreitet in Ermangelung einer ausreichenden Anzahl von Projekten bisher nur sehr langsam voran. Die Europäische Union hat im Rahmen ihres Strategieplans für Energietechnologie (SET-PLAN) bereits verschiedene Maßnahmen ergriffen, um die Entwicklung von EGS bis zur Anwendungsreife zu forcieren, unter anderem durch die im Jahr 2016 gegründete *European Technology and Innovation Platform (ETIP) on Deep Geothermal Energy*². Die nationale Förderpolitik kann im Rahmen der energie- und klimapolitischen Zielsetzung beider Szenarienbereiche (sowohl 80 % wie auch 95 % THG-Reduktion) die Lernprozesse bei geothermischen Technologien beschleunigen und Vorlaufzeiten erheblich verkürzen, indem sie in Deutschland entsprechende Investitionsanreize für die Realisierung von Demonstrationsvorhaben in Regionen mit unterschiedlichen geologischen Verhältnissen und Versorgungsstrukturen setzt. Durch entsprechende Fördermaßnahmen können EGS-Anlagen in den kommenden 15 Jahren in die Wirtschaftlichkeit geführt werden. Der kommerzielle Systemeinsatz von Aquiferspeichern kann bis 2020 erfolgen.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Enhanced Geothermal Systems

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von thermischen Aquiferspeichern

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

² <http://www.geoelec.eu/etip-dg/>

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

In Deutschland hat sich die Geothermie trotz ihres hohen technischen Potenziales in verschiedenen Regionen unterschiedlich und insgesamt eher verhalten entwickelt.

Bei den bislang erprobten tiefengeothermischen Anlagen handelt es sich überwiegend um hydrothermale Systeme, die keine Stimulationsmaßnahmen erfordern (T1 in Tab. 3-3) und bereits die Kommerzialisierung erreicht haben (TRL = 7 - 9). Dabei bleiben aufgrund des technisch sehr anspruchsvollen Anlagenbetriebs weiterhin projektbegleitende Maßnahmen zur Langzeitbeobachtung, Betriebsoptimierung und Kostenreduktion zwingend erforderlich. Dies betrifft insbesondere Bauteile, die technologisch noch deutlich weiterentwickelt werden können, z. B. auf die Anforderungen von Thermalwässern abgestimmte Förderpumpen.

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Tiefengeothermie

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2	T3
Grundlagenforschung					
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung					
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration					
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Kommerzialisierung					
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level, TF = Technologiefeld

T1 = Hydrothermale Systeme, T2 = EGS (inkl. Petrothermale Systeme), T3 = Aquiferspeicher

Daneben existieren hydrothermale Systeme, deren Wirtschaftlichkeit nur durch EGS erreichbar sind (Bestandteil von T2 in Tab. 3-3). Vor allem mit Blick auf die Wärmeversorgung in urbanen Gebieten geht deren Entwicklung darüber hinaus wegen grundsätzlicher Anforderungen zur Beherrschung des Thermalwassertransports sowie der mikroseismischen Aktivitäten langsamer voran. Ihre technologische Reife entspricht gegenwärtig dem Entwicklungsstadium – Demonstration (TRL = 6 - 7).

Petrothermale Systeme, die in Deutschland das größte geothermische Potenzial ausmachen (Paschen et al. 2003) und ausschließlich als EGS erschlossen werden können (T2 in Tab. 3-3), befinden sich national noch in der Technologieentwicklung (TRL = 4). Für eine weiträumige Entwicklung der Technologie sind in Abhängigkeit der regionalgeologischen Gegebenheiten noch grundlegende Forschungsfragen zur hydraulisch dauerhaften Nutzung geothermischer Reservoirs mit Demonstration an geeigneten Anlagen zu beantworten.

Zusammen genommen können EGS-Anlagen demzufolge in Deutschland je nach Standort den Stadien Technologieentwicklung – Demonstration (TRL = 4 - 7) zugeordnet werden.

Die Aquiferspeicherung hat einen fortgeschrittenen Entwicklungsstand erreicht (Technologieentwicklungsstadium TLR = 7 - 9), so dass vorrangige weitere Entwicklungsaufgaben im Bereich der System- und Betriebsoptimierung liegen. Die beobachtete geringe Anzahl realisierter Anlagen hat ihre Ursache in geringer Förderung bzw. Setzung von Anreizen und in mangelnder Einbindung verschiedener Akteure (z. B. Behörden, Energieversorgungsunternehmen). Die Entwicklung von qualifizierten Speichersystemen ist wichtig, da sichtbare und erfolgreiche Demonstrationsprojekte Vorbehalte abbauen und eine wertvolle Informationsbasis für weitere Projekte schaffen können.

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko

Das übergeordnete Ziel von Geothermieprojekten ist die Nutzung eines geothermischen Reservoirs zur Förderung oder Speicherung von Fluiden eines bestimmten Temperaturniveaus über einen definierten langfristigen Zeitraum. Die verlässliche Charakterisierung des geologischen Untergrunds, des geothermischen Fluids und der im Betrieb ablaufenden Prozesse ist somit wesentlicher Bestandteil der Projektplanung und –realisierung, angefangen bei der Standortbewertung über die Bohrungsplanung bis zur Festlegung der Parameter. Die Projekte der Tiefengeothermie unterliegen aufgrund der geologischen Komplexität einem hohen Fündigkeitsrisiko und durch oftmals mehr als fünfjährigen Planungs- und Entwicklungszeiträumen einem hohen Kapitalbedarf.

Trotz eines geplanten Investitionsvolumens der Geothermie-Branche von rund 8,7 Mrd. Euro für den Zeitraum 2014-2020 befindet sich auch im Rahmen der aktuellen EEG-Vergütung und den Fördermaßnahmen zur Minderung der Investitionsrisiken in Deutschland kein einziges petrothermales Projekt in der Ausführungsphase (Weimann 2014). Neben fehlender Investitionssicherheit stellen die mit EGS verbundenen geologischen wie finanziellen Risiken noch stets eine massive Hürde dar,

wodurch das finanzielle Forschungs- und Entwicklungsrisiko als hoch bis sehr hoch einzustufen ist (Tab. 3-4).

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang mit Technologiefeld Tiefengeothermie

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Im Gegensatz zum europäischen Ausland findet die Speicherung thermischer Energie in Aquiferen in Deutschland trotz des vorhandenen Potenziales bislang nur in einem sehr eingeschränkten Maße Anwendung. Die technischen Forschungs- und Entwicklungsrisiken können als eher gering bewertet werden, wohingegen die wirtschaftlichen Risiken in Ermangelung einer ausreichenden Anzahl umgesetzter Demonstrationsvorhaben noch als eher hoch betrachtet werden müssen (Tab. 3-5).

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang mit thermischer Aquiferspeicherung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Unter den Aspekten Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Flexibilität kann davon ausgegangen werden, dass tiefengeothermische Anlagen künftig nicht nur als ein Dubletten-System ausgelegt werden, sondern aus einer größeren und variablen Anzahl von Produktions- und Injektionsbohrungen bestehen werden (Jain et al. 2015; RHC-Plattform 2014). Bei fortschreitendem Zubau von Geothermieranlagen mit durchschnittlichen Bohrtiefen von 5.000 m ist demnach für die Verrohrung – in Abhängigkeit der jeweiligen Bohrlochkonstruktion – mit einer zunehmenden Nachfrage an spezifischem Stahl mit hohen Anforderungen an die Werkstoffeigenschaften zu rechnen. Im Rahmen der Bewertung von Rohstoffrisiken wären daher neben Roheisen und Rohstahl vornehmlich schlecht substituierbare Legierungselemente im Stahl als kritische Rohstoffe zu berücksichtigen, deren zukünftig relevanter Bedarf nach bisherigem Kenntnisstand jedoch nur unzureichend abgeschätzt und als voraussichtlich unkritisch erachtet werden kann (Moss et al. 2013; Sullivan et al. 2010; Viebahn et al. 2014). Die gemäß Länderkonzentration (HHI) und gewichtetem Länderrisiko (GLR) nach der Dera-Rohstoffliste 2014 (DERA 2014) mit einem möglicherweise hohen Risiko zu bewertenden Rohstoffe für die Verrohrung von Bohrlöchern sind in

Tab. 3-6 zusammengefasst. Andere Rohstoffe sind für den Bau und Betrieb von tiefeothermischen Anlagen weniger bedeutsam. Eine Möglichkeit des Recyclings von Rohstoffen aus den Bohrlochkonstruktionen wird ausgeschlossen.

Die Entwicklung von Rohstoffpreisen am Weltmarkt kann dazu führen, dass neben einer energetischen Nutzung die geothermischen Fluide auch als Rohstoffquelle erschlossen werden (Thomas et al. 2016; Ventura et al. 2016). Aus geothermischen Fluiden gewonnene kritische Rohstoffe verbessern somit potenziell die Rohstoffbilanz und erhöhen die Wirtschaftlichkeit von Geothermieprojekten.

Tab. 3-6 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Tiefengeothermie

Kritische Rohstoffe mit potenziell hohem Risiko	
Bergwerksförderung	Raffinadeproduktion
Chromit	Ferromangan
Kobalt	Ferroniob
Niob	Molybdän
Vanadium	Roheisen
Wolfram	Rohstahl
	Titanmetall

Quelle: Moss et al. (2013) und Dera (2014)

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die Nutzungsoptionen geothermischer Energieerzeugung werden in den Modellen von Szenariostudien generell in sehr unterschiedlichem Umfang berücksichtigt und interpretiert. Im internationalen Kontext steht vor allem die alleinige Stromerzeugung aus geothermischen Hochtemperatur-Lagerstätten im Fokus. Eine differenzierte Betrachtung der Geothermie nach unterschiedlichen Erzeugungs- und Nutzungsformen für Strom und Wärme – in Abgrenzung zum Einsatz mit Wärmepumpen – findet lediglich in einem der betrachteten globalen Modelle eine gesonderte Beachtung (Greenpeace International et al. 2015). Allerdings sind die Datengrundlagen und die Wahl der Annahmen, wie beispielsweise die installierte thermische Leistung, Wirkungsgrade oder die Höhe der Volllaststundenzahl, nur bedingt nachvollziehbar und führen in den Energieszenariostudien zu teilweise deutlich divergierenden Entwicklungspfaden in Bezug auf die Wärmebereitstellung durch Geothermie. Für geothermisch erzeugten Strom wird im Allgemeinen ein Wirkungsgrad von 10 % angesetzt, wohingegen Wärme aus Geothermie zu 100 % Primärenergie substituiert.

Im Folgenden stützt sich die Bestimmung von Marktpotenzialen maßgeblich auf die Bandbreite von Szenarien, die sowohl die geothermische Stromerzeugung als auch die Wärmebereitstellung berücksichtigen (national: DLR et al. 2012; Greenpeace International et al. 2015; IEA 2016a | international: IEA 2016b; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015; Prognos et al. 2014; World Energy Council 2016). Bei fehlenden separaten Angaben zur geothermischen Wärmeleistung im globalen Kontext basiert die Umrechnung von Arbeit auf Leistung auf einer jährlichen Auslastung von 4.000 h/a, wie aus den Angaben im entsprechenden Szenario abzuleiten ist (Seiten 89 und 316 folgende Greenpeace International et al. 2015). Für die Ermittlung des Marktpotenziales wurden die Leistungs- und Produktionsdaten der bis zum Jahr 2014 realisierten geothermischen Installationen in Abzug gebracht (Agemar et al. 2014; Bertani 2015; Lund and Boyd 2015). Eine Ausnahme bilden die Annahmen für Wärme im Referenzszenario (Greenpeace International et al. 2015), dessen ungeklärt niedrigen Werte weder aus dem Quellenverweis ableitbar sind (IEA 2014) noch dem Status Quo geothermischer Wärmeerzeugung entsprechen (Lund und Boyd 2015) und deshalb nicht weiter behandelt werden.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Die resultierenden Bandbreiten für die globale geothermische Stromerzeugung sowie die Wärmebereitstellung entsprechen im Mittel traditionellen Zukunftsprojektionen auf Basis der bisherigen Entwicklung des globalen Geothermiemarktes bis in das Jahr 2050 (Jahresproduktion Strom: 1.182 TWh / Wärme: 2.102 TWh in Goldstein et al. 2011; oder Strom: 1.400 TWh / Wärme: 1.600 TWh in IEA 2011). Im Fall von Strom (Tab. 4-1) variieren die Annahmen für das Jahr 2050 von 301 TWh (Referenzszenario) bis maximal 4.547 TWh im ambitionierten, klimarelevanten Szenarienbereich INT_besser_2°C. Die Annahmen zunehmender Wärmebereitstellung und Nutzung in Ergänzung zur Erzeugung von Strom aus geothermischer Energie entstammen einer einzigen Szenariostudie (Greenpeace International et al. 2015) und spiegeln sich im Szenarienbereich INT_2°C und Szenarienbereichs INT_besser_2°C

(Tab. 4-3) durch einen deutlichen Anstieg der Wärmebereitstellung bis 4.928 TWh im Jahr 2050 wider.

Die über die Bandbreite aller Szenarien hinweg ermittelten Marktpotenziale für geothermische Technologien (Tab. 4-2, Tab. 4-4) lassen sich durch mittlere jährliche Wachstumsraten CAGR (2014, 2050) im Bereich von 5-7 % (Stromerzeugung) und 6-7 % (Wärmebereitstellung) hinsichtlich der in den Szenarien implizierten Wachstumsraten verifizieren. Die Resultate stimmen auch mit den Wachstumsannahmen anderer Studien überein (jährliche Wachstumsraten Strom: 7 % / Wärme: 11 %; Goldstein et al. 2011). Lediglich aus dem Referenzszenario für Wärme ergibt sich infolge der anomal niedrigen Entwicklungspfade auch eine abweichende Wachstumsrate von 0,6 %. Zum Vergleich: Im Zeitraum 1990 bis 2013 betrug die Wachstumsrate der Primärenergie-Versorgung durch Geothermie weltweit 2,9 % pro Jahr (IEA 2015).

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}
	Min	Max	Min	Max	
2014	13 / 74	13 / 77	13 / 74	13 / 77	13 / 74
2020	17 / 91	19 / 129	18 / 113	28 / 190	31 / 210
2030	28 / 133	35 / 246	44 / 262	137 / 916	171 / 1149
2040	42 / 194	60 / 430	80 / 448	325 / 2198	452 / 2923
2050	62 / 301	99 / 710	155 / 735	485 / 3286	708 / 4547

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie - Strom

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}
	Min	Max	Min	Max	
2014-2020	4 / 17	6 / 52	5 / 39	15 / 113	18 / 136
2021-2030	11 / 42	16 / 117	26 / 149	109 / 726	140 / 939
2031-2040	14 / 61	25 / 184	36 / 186	188 / 1282	281 / 1774
2041-2050	20 / 107	39 / 280	75 / 287	160 / 1088	256 / 1624
CAGR (2014, 2050)	5,0 %		6,1 %		7,1 %

Tab. 4-3 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU) ¹	Szenarienbereich INT_2°C	Szenarienbereich INT_besser_2°C
	GW _{th} / TWh _{th}	GW _{th} / TWh _{th}	GW _{th} / TWh _{th}
2014	2 / 4	20 / 73	20 / 73
2020	3 / 8	52 / 208	52 / 208
2030	6 / 12	328 / 1312	328 / 1312
2040	8 / 16	852 / 3408	855 / 3420
2050	9 / 21	1178 / 4712	1232 / 4928

¹ ungeklärt niedrige Werte für Stichjahr im Referenzszenario (Greenpeace International et al. 2015; S. 88)

Tab. 4-4 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie - Wärme

Jahr	Referenz (BAU) ¹	Szenarienbereich INT_2°C	Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	GW _{th} / TWh _{th}	GW _{th} / TWh _{th}	GW _{th} / TWh _{th}
2014-2020	1 / 4	32 / 135	32 / 135
2021-2030	3 / 4	276 / 1104	276 / 1104
2031-2040	2 / 4	524 / 2096	527 / 2108
2041-2050	1 / 5	326 / 1304	377 / 1508
CAGR (2014, 2050)	0,6 %	6,6 %	6,9 %

¹ ungeklärt niedrige Werte für Stichjahr im Referenzszenario (Greenpeace International et al. 2015; S. 88).

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Die Bandbreiten des nationalen Einsatzes der tiefen Geothermie im Strom- und Wärmebereich werden überwiegend durch die Ergebnisse aus den Langfristszenarien des BMU bestimmt (DLR et al. 2012). Jeweils identische Minimalwerte für die geothermische Stromerzeugung im Szenarienbereich DE_80 % wie auch DE_95 % sind auf die eindeutig niedrigen Annahmen in der Studie des Öko-Institut and Fraunhofer ISI (2015) zurückzuführen. Die gesamte Bandbreite der Werte verdeutlicht jedoch nochmals, dass die höheren emissionsspezifischen THG-Minderungsziele (Szenarienbereich DE_95 %) mit einem verstärkten Anwachsen und erhöhten Beiträgen der EE-Stromerzeugung einhergehen (Beitrag der Geothermie maximal 31,9 TWh im Jahr 2050). Neben der Nutzung von größeren Strommengen im Kontext der Elektromobilität und Erzeugung chemischer Energieträger im gesamten Energiesystem steigt insbesondere auch der Einsatz von Wärmepumpentechnologien, wodurch die Ausbaupfade divergieren und die prozentualen Anteil geothermischer Wärme im Szenarienbereich DE_95 % mit maximal 37 TWh durch deutlich geringere Beiträge gekennzeichnet sind als im Szenarienbereich DE_80 % mit maximal 54 TWh.

Für die auf Basis der nationalen Szenarien berechneten Marktpotenziale (Tab. 4-8) wurden die jeweils bis Ende der vorausgegangenen Dekade realisierten Umsetzungen subtrahiert. In Abgrenzung zur bisherigen Entwicklung geothermischer Stromerzeugung und Direktwärmenutzung in Deutschland ergeben sich somit Bandbreiten von Marktpotenzialen mit implizierten mittleren jährlichen Wachstumsraten CAGR (2014, 2050) von rund 0,7-2 % für den Strombereich und 11 % für die Wärmebereitstellung. Vor dem Hintergrund gegenwärtiger Projektentwicklungen und dem Stichjahr 2014 für das Marktpotenzial bis 2020 werden die Ausbauziele voraussichtlich nicht erreicht.

Tab. 4-5 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}	
	Min	Max	Min	Max
2020	0,2 / 1,3	0,3 / 1,7	0,2 / 1,3	0,3 / 1,7
2030	0,6 / 3,9	1,1 / 7,0	0,6 / 3,9	1,0 / 6,5
2040	1,2 / 7,8	2,2 / 14,2	1,2 / 7,8	2,2 / 14,2
2050	1,9 / 12,4	3,6 / 23,4	1,9 / 12,4	4,9 / 31,9

Tab. 4-6 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}	
	Min	Max	Min	Max
2014 - 2020	0,2 / 1,2	0,3 / 1,6	0,2 / 1,2	0,3 / 1,6
2021 - 2030	0,4 / 2,6	0,8 / 5,3	0,4 / 2,6	0,7 / 4,8
2031 - 2040	0,6 / 3,9	1,1 / 7,2	0,6 / 3,9	1,2 / 7,7
2041 - 2050	0,7 / 4,6	1,4 / 9,2	0,7 / 4,6	2,7 / 17,7
CAGR (2014, 2050)	4,4 %		6,0 %	

Tab. 4-7 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %
	GW _{th} / TWh _{th}		GW _{th} / TWh _{th}
	Min	Max	
2020	4,0 / 8,1	4,0 / 8,1	3,9 / 7,8
2030	11,7 / 23,3	11,7 / 23,3	9,9 / 19,7
2040	19,2 / 38,3	20,0 / 40,0	14,3 / 28,6
2050	24,6 / 49,2	26,8 / 53,6	18,6 / 37,2

Tab. 4-8 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %
	GW _{th} / TWh _{th}		GW _{th} / TWh _{th}
	Min	Max	
2014 - 2020	3,7 / 7,0	3,7 / 7,0	3,6 / 6,8
2021 - 2030	7,6 / 15,3	7,6 / 15,3	6,0 / 11,9
2031 - 2040	7,5 / 15,0	8,3 / 16,7	4,4 / 8,9
2041 - 2050	5,4 / 10,8	6,8 / 13,6	4,3 / 8,6
CAGR (2014, 2050)	1,5 %		0,7 %

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Da eine umfassende Analyse der Strukturen des zukünftigen Kraftwerksparks und der resultierenden Substitutionsbeziehungen über den Rahmen dieses Projekts hinausgeht, erfolgt ein überschlägiger Vergleich zu Referenztechnologien im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) von Öko-Institut and Fraunhofer ISI (2015) und zu dem gegenwärtigen Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme (UBA 2014).

Unter der Annahme, dass die geothermische Stromerzeugung vornehmlich Grund- und Mittellaststrom aus Stein- und Braunkohle substituiert und geothermische Wärme zu 100 % Fernwärme mit dem momentanen fossilen Brennstoffmix für die Erzeugung (Memmler et al. 2014) substituiert, können unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.1 ermittelten nationalen Marktpotenziale (Tab. 4-8) im Jahr 2050 insgesamt 25 - 28 Mio. t CO₂-äq.-Emissionen vermieden werden (Summe der Werte in

Tab. 4-9 und Tab. 4-10). Die Werte unterscheiden sich damit nicht wesentlich von den Emissionsbilanzen der geothermischen Stromerzeugung und Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie nach dem Verfahren des Umweltbundesamtes (Memmler et al. 2014).

Ergänzend ist anzumerken, dass Kommunen mit Tiefengeothermieprojekten innerhalb weniger Jahre ihren Wärmebedarf bezüglich Treibhausgas-Emissionen, Primärenergiebedarf und Immissionen maßgeblich verbessern können, was z. B. durch Maßnahmen der Gebäudesanierung mit dieser Geschwindigkeit und vergleichbaren Kosten nicht zu erreichen ist.

Tab. 4-9 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	3 / 6	3 / 5
2030	6 / 11	6 / 11
2040	6 / 10	6 / 10
2050	9 / 16	9 / 22

Tab. 4-10 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	5 / 5	4
2030	7 / 8	5
2040	7 / 7	5
2050	8 / 9	6

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Wie in Kapitel 4.2 beschrieben, kann davon ausgegangen werden, dass geothermische erzeugter Strom und bereitgestellte Wärme zur Substitution von Grundlastenergiebereitstellung aus fossilen Kraftwerken beitragen. Der durch die Stromerzeugung bzw. Wärmebereitstellung jährlich vermiedene Primärenergieeinsatz im Vergleich zu der Referenztechnologie ist je Szenarienbereich und Zeithorizont in Tab. 4-11 und Tab. 4-12 zusammengefasst. Dabei wurde eine Verbesserung des Wirkungsgrades der fossilen Kraftwerke um 10 % bis 2050 zugrunde gelegt.

Tab. 4-11 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie - in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	10 / 14	10 / 14
2030	30 / 53	30 / 49
2040	56 / 102	56 / 102
2050	85 / 160	85 / 219

Tab. 4-12 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie - in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	
2020	54 / 54	52
2030	134 / 134	114
2040	209 / 218	156
2050	256 / 279	194

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

In der Tiefengeothermie werden Kostensenkungspotenziale insbesondere durch Lern- und Skaleneffekte erwartet. Hierzu zählen vor allem Einsparungen bei den Bohr- und Simulationskosten infolge des Ausbaus von Bohrfeldern mit mehr als zwei Bohrungen sowie auch die Verbesserung und Optimierung der Anlagentechnik (z. B. effizientere Tief- oder Reinjektionspumpen, mehrstufigen ORC-Anlagen in Kaskadenkonfiguration, Absenkung der Fernwärme-Rücklauftemperaturen, Einsatz von großen Wärmepumpen oder Eigenstromversorgung). Langfristig wird hierdurch mit einer deutlichen Senkung der Investitions- und Gestehungskosten für Strom und Wärme gerechnet (Tab. 1-1).

Die in Tab. 4-13 und Tab. 4-14 zusammengefassten Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) stellen die Differenz dar zwischen den Gestehungskosten anteilmäßig substituierter Energie aus den fossilen Referenzkraftwerken und denen für geothermisch erzeugten Strom bzw. geothermische Wärme ausgehend von den realisierbaren nationalen Marktpotenzialen (Tab. 4-6, Tab. 4-8). Die Kostenentwicklung von Strom und die Referenzpreis-Projektionen für Rohöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle wurden Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) entnommen. Für entsprechende CO₂-Zertifikate können ca. 1,4 Mrd. € im Jahr 2050 eingespart werden.

Tab. 4-13 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	- 0,26 / - 0,34	- 0,26 / - 0,34
2030	- 0,30 / - 0,53	- 0,30 / - 0,49
2040	0,26 / 0,47	0,26 / 0,47
2050	0,51 / 0,96	0,51 / 1,31
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)		

Tab. 4-14 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	- 1,04 / - 1,04	- 1,01
2030	- 2,00 / - 2,00	- 1,69
2040	- 1,57 / - 1,64	- 1,17
2050	- 0,24 / - 0,26	- 0,18

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Nach aktuellen Studien liegt die im Jahr 2012 in Deutschland generierte Bruttowertschöpfung durch tiefengeothermische Anlagen im Bereich von 40 % und ist zum Teil auch durch einen erheblichen Anteil an lokalen Bauleistungen geprägt (Hirschl et al. 2015; Lehr et al. 2015). Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass im Bereich Geothermie/Umweltwärme im Zeitraum 2015- 2050 zwischen 1,3 und 1,9 Mrd. €₂₀₁₂ pro Jahr investiert werden. Durch die künftige Zusammensetzung des Energiemixes für Fernwärme (KWK-Stromerzeugung, solarthermische Nahwärmanlagen und hydrothermale Nutzung von Geothermie) sind darüber hinausgehend zunehmend Investitionen in Nah- und Fernwärmenetze erforderlich, die im Bereich von 0,6 bis 1,2 Mrd. €_{2012/a} liegen.

Im vorliegenden Bericht erfolgt die Abschätzung der möglichen zukünftigen Wertschöpfung über die Bandbreite der in Kapitel 4.1 ermittelten Marktpotenziale unter der Annahme, dass der Marktanteil deutscher Unternehmen in Deutschland bei 95 % liegt und bis zum Jahr 2050 um ca. 10 % sinken wird (Tab. 4-15). Für die Entwicklung der globalen Welthandelsanteile wurden die Werte aus Lehr et al. (2015) über-

nommen. Die Abschätzung der möglichen inländischen Wertschöpfung der Tiefengeothermie erfolgt dann über die realisierbaren Produktionsvolumina auf Basis der Zubaupotenziale (Tab. 4-16) und der spezifischen Investitionskosten für EGS-Anlagen (Strom) bzw. für geothermische Heizwerke aus Tab. 4-24. Aufgrund der aus Szenarienstudien abgeleiteten Marktpotenziale und der prinzipiell hybriden Nutzungsweise von Geothermieranlagen muss jedoch beachtet werden, dass sich die abgeleitete Wertschöpfung auf die Zahl von Anlagen und nicht zwangsläufig auf deren Nutzungsform (Strom, Wärme) bezieht. Deshalb wird die gesamte Wertschöpfung als Summe beider Nutzungsformen behandelt (Tab. 4-17, Tab. 4-19). Die so ermittelte Wertschöpfung steigt bezüglich des nationalen Zubaus im Zeitraum 2041-2050 bis auf insgesamt 1 Mrd. €/a an. Unter der Annahme einer ebenfalls für den globalen Markt gültigen Bruttowertschöpfung von 40 % würde in Deutschland aufgrund des extremen Zubaus internationaler Produktionsvolumina (Advanced Energy [R]evolution Scenario, Greenpeace International et al. 2015) bereits im Zeitraum 2031-2040 eine zusätzliche Wertschöpfung aus dem globalen Welthandel im Bereich von 9 Mrd. €/a erreicht werden.

Tab. 4-15 Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Tiefengeothermie

	2012	2020	2030	2040	2050
Marktanteil deutscher Unternehmen in Deutschland (%)	95	95	90	85	85
Marktanteil deutscher Unternehmen weltweit (%)	8	4	5	6	7

Tab. 4-16 Globales und nationales Zubaupotenzial für Tiefengeothermie (Strom)

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW		GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max		
2014 - 2020	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,9	1,1	
2021 - 2030	0,4	0,7	0,4	0,6	1,3	5,5	7,0	
2031 - 2040	0,5	0,9	0,5	1,0	2,2	11,3	16,9	
2041 - 2050	0,6	1,2	0,6	2,3	5,3	11,2	17,9	

Tab. 4-17 Inländische Wertschöpfung basierend auf dem Technologiefeld Tiefengeothermie (Strom) hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International				National		
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %
	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
2014 - 2020	0,15	0,23	0,15	0,23	0,24	0,72	0,86
2021 - 2030	0,17	0,35	0,17	0,30	0,62	2,62	3,36
2031 - 2040	0,20	0,37	0,20	0,41	0,86	4,51	6,74
2041 - 2050	0,19	0,38	0,19	0,73	1,68	3,58	5,73

Tab. 4-18 Globales und nationales Zubaupotenzial für Tiefengeothermie (Wärme)

Jahr	International				National	
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	GW		GW		GW	GW
	Min	Max				
2014 - 2020	3,5	3,5	3,4		2	2
2021 - 2030	6,8	6,8	5,4		14	14
2031 - 2040	6,4	7,1	3,7		31	32
2041 - 2050	4,6	5,8	3,7		23	26

Tab. 4-19 Inländische Wertschöpfung basierend auf dem Technologiefeld Tiefengeothermie (Wärme aus hydrothermaler Nutzung) hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International		National	
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}	Mrd. € _{2015/a}
	Min	Max		
2014 - 2020	0,39	0,39	0,38	0,21
2021 - 2030	0,52	0,52	0,41	1,05
2031 - 2040	0,47	0,52	0,28	2,34
2041 - 2050	0,33	0,42	0,27	1,92

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Das Geschäftsfeld der Tiefengeothermie in Deutschland ist im Wesentlichen von kleinen und mittelständischen Unternehmen (Projektentwickler, Planungsbüros, Anlagenbau) dominiert, die zu rund einem Drittel ihre Leistungen in 28 Ländern im europäischen Ausland erbringen (Hegele und Knappek 2014). Neben Österreich treten besonders Länder wie Niederlande, Schweiz, Italien und die Türkei als Exportmärkte hervor. Großfirmen sind im Markt ebenfalls aktiv, verharren aber oft in einer abwartenden Marktposition. Die Erschließung ausländischer Geothermie-Märkte wird u. a. im Rahmen der Exportinitiativen des BMWi gefördert und aktiv durch das Geschäftsreiseprogramm Erneuerbare Energien von den deutschen Auslandshandelskammern unterstützt (z. B. AHK Beijing 2012; AHK Nicaragua 2016; AHK Niederlande 2016). Dabei kooperieren deutsche Unternehmen vielfach im engen Verbund mit wissenschaftlichen Einrichtungen.

Im Laufe des vergangenen Jahrzehnts haben sich überregional wie auch international agierende Netzwerkverbünde etabliert, die den Wissens- und Technologietransfer zwischen Wirtschaft und Wissenschaft fördern (z. B. in Bayern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen). Geothermie ist zwischenzeitlich als eigene Fachdisziplin an vielen deutschen Hochschulen und Universitäten etabliert und wird durch Unternehmen aus der Energie- und Geothermie-Branche mit Stiftungsprofessuren aktiv unterstützt. Die Aufstellung der deutschen Industrie ist insgesamt als technologieführend und wettbewerbsfähig einzustufen (Tab. 4-20).

Tab. 4-20 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Geothermie

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld	<input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Im Zeitraum 2006 bis 2016 flossen insgesamt 150,59 Mio. € in die Förderung der Tiefengeothermie in Deutschland, wobei das Fördervolumen seit dem Jahr 2012 stetig abgenommen hat (Abb. 4-1). Ein Großteil der Förderung wurde für die Entwicklung hydrothermaler Systeme verausgabt, wohingegen petrothermale Systeme in Ermangelung ausreichender Projektvorhaben nur in beschränktem Umfang Zuwendungen erhielten. Die abrupte Zunahme an Fördermitteln im Rahmen von Prospektion und Exploration ab dem Jahr 2012 zeugt von der Notwendigkeit die Komplexität des geologischen Untergrunds ausführlicher zu berücksichtigen.

Auf Grundlage der jährlich von der IEA erfassten Daten zählt Deutschland international zu den führenden Förderern der Geothermie, an zweiter Stelle hinter den USA, gefolgt von Australien, der Europäischen Kommission und der Schweiz (Abb. 4-2). Im Kontext der IEA-Daten steht der Begriff „Geothermie“ synonym zur Tiefengeothermie im deutschsprachigen Raum. Aussagen zu China können nicht getroffen werden, da die IEA keine Daten für das Land führt. Die relativen Anteile der Förderung am gesamten öffentlichen F&E-Budget der jeweiligen Länder sind gekennzeichnet vom Wirtschaftsprogramm der USA (2009) und den erfolgreichen Bestrebungen Australiens kommerzielle EGS-Anlagen zu realisieren (Abb. 4-3). Im direkten Vergleich (Tab. 4-21) ragt dabei die Schweiz mit 4,3 % des Budgets ihrer gesamten Energieforschung für Geothermie deutlich hervor.

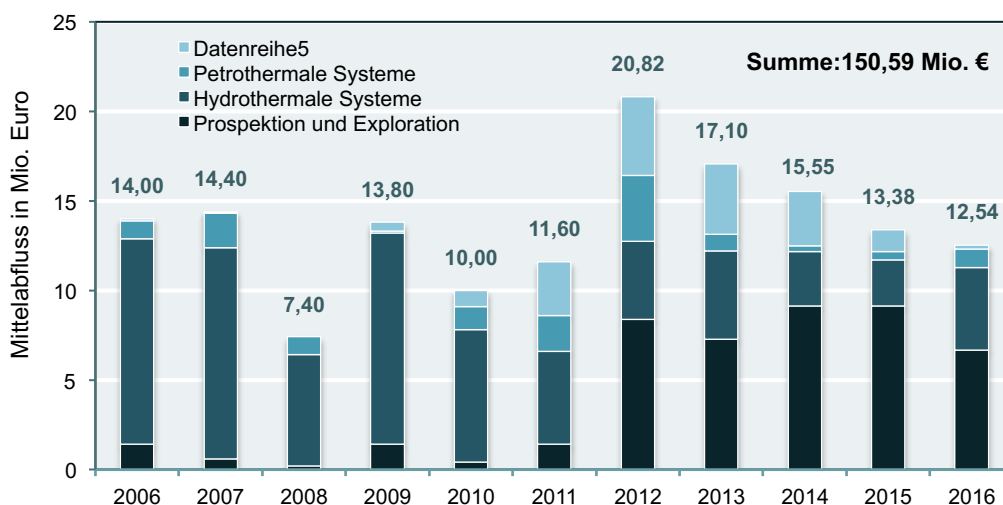


Abb. 4-1 Verteilung der Fördermittel 2006-2016 für Tiefengeothermie in Deutschland

Quelle: GFZ (nach BMWi 2013, 2017)

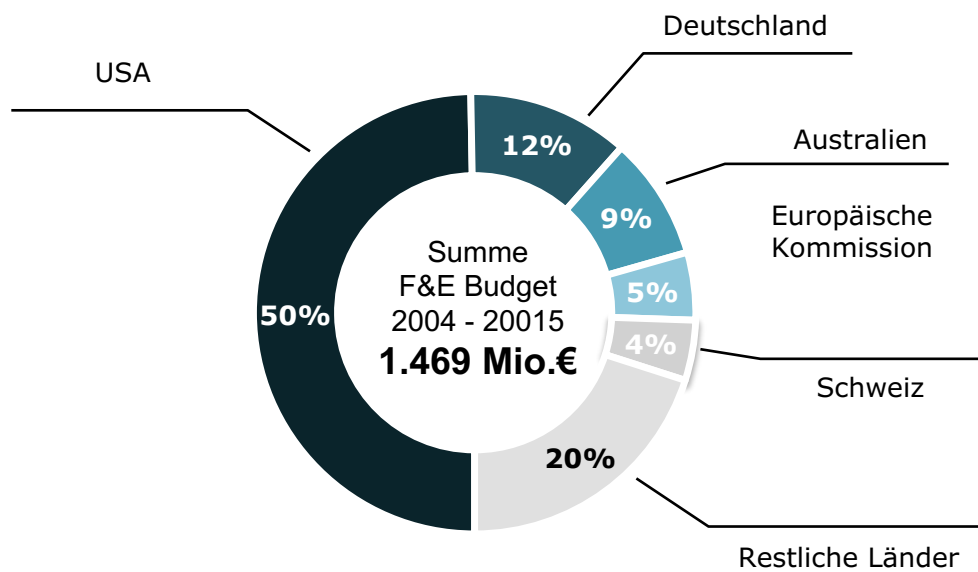


Abb. 4-2 Globales F&E-Budget (2004 – 2015) für Geothermie und prozentuale Verteilung nach Ländern

Quelle: GFZ nach OECD/IEA (2016)

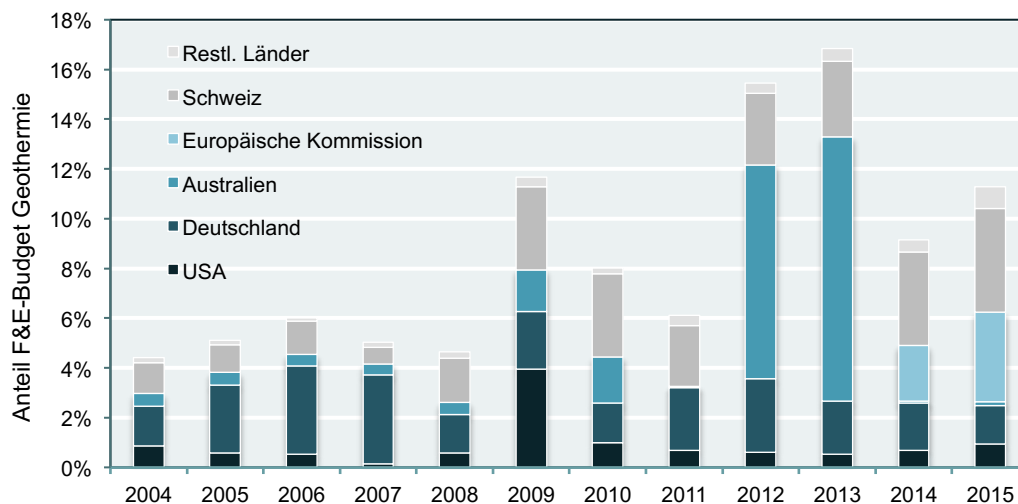


Abb. 4-3 Entwicklung relativer Anteile der Geothermieförderung am gesamten öffentlichen F&E-Budget der Energieforschung nach IEA Status Quo (2015)

Quelle: GFZ nach OECD/IEA (2016)

Tab. 4-21 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im Technologiefeld Tiefengeothermie - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	13,4
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ Mio. €/a	0,65
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	9,9
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	864
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	1,5
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	0,009
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im Technologiefeld Tiefengeothermie – Internationaler Vergleich		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt und/oder im Vgl. mit im Technologiefeld besonders aktivem Land/Ländern		
(Vergleichsland <i>Schweiz</i>)		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	12,4
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ Mio. €/a	0,968
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	9,2
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	284
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	4,16
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	0,276
(Vergleichsland <i>USA</i>)		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	51,9
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ Mio. €/a	2,43
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	10,0
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	5.709
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	0,94
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	0,015

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Deutschland nimmt mit einem Anteil von rund 10 % der akademischen Publikationen weltweit im Zeitraum (2004 – 2014) stets den dritten Platz ein hinter den USA und China. Des Weiteren folgt es dem weltweiten Trend (Scopus® Recherche im März 2017; Tab. 4-23).

DEPATISnet rechnet 5 % der weltweit eingereichten Patente deutschen Firmen/Privatpersonen zu (depatisnet.dpma.de).

Tab. 4-22 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	182
	% bzgl. Welt	9
Zeitlicher Trend (2004 - 2014)	+ %/a	10
Patente (2014 - 2015) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	320
	% bzgl. Welt	5

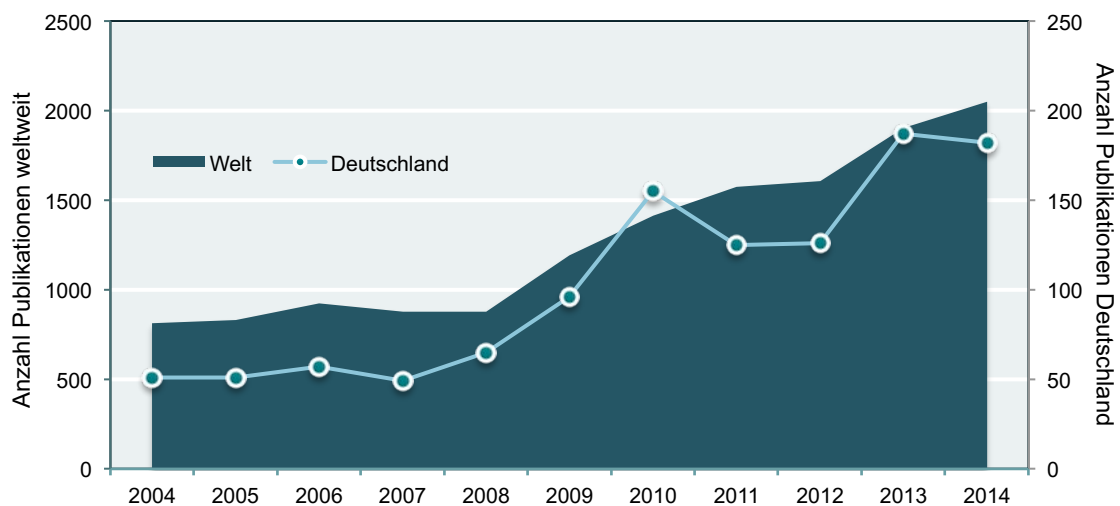


Abb. 4-4 Entwicklung des Anteils der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen (Scopus® Recherche im März 2017)

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Obwohl innovative Erschließungskonzepte wie EGS in Deutschland seit den siebziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts neben den bereits etablierten hydrothermalen Nutzungsformen der Geothermie verfolgt und umgesetzt werden (Breede et al. 2013), steht die Tiefengeothermie erst durch Aufnahme in das EEG im Jahr 2000, das Inkrafttreten des EEWärmeG im Jahr 2009 sowie die Förderung durch das MAP im gesamtgesellschaftlichen Kontext der Energiewende. Dabei unterliegt die Tiefengeothermie in der öffentlichen Wahrnehmung einerseits den allgemein zu beobach-

teten sozialen Akzeptanztendenzen erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende (Renn 2015; Walter et al. 2011; Wunderlich 2012) und andererseits dem Einfluss von technologie- und standortspezifischen Aspekten (z. B. Gross 2013) dezentraler Energieversorgung, die in Bezug auf die soziale Dimension der Nutzung der Tiefengeothermie bisher nur in sehr begrenztem Umfang systematisch erforscht sind.

Der Fokus bisheriger sozialwissenschaftlicher Forschung um das Thema Tiefengeothermie liegt größtenteils in den Bereichen der Analyse von Wissens- und Meinungsbildungsprozessen auf Basis von Umfragen, Medienresonanzanalysen, der Erhebung von Akzeptanzfaktoren, der Projektkommunikation sowie des Entstehens von Bürgerinitiativen (Enerchange 2014; Frey 2014; Leucht 2014; van Douwe und Kluge 2014).

Hierbei zeigt sich hinsichtlich der sozialpolitischen, marktbezogenen und lokalen Ebenen von Akzeptanz (Wüstenhagen et al. 2007) eine räumliche Differenzierung. Während allgemein positive Akzeptanztendenzen eng an energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie Partnerschaften von Kommunen, Projektentwicklern und Betreibern gekoppelt sind (Bsp. Wärmeprojekte im Süddeutschen Molassebecken), überwiegt bei lokalen negativen Akzeptanztendenzen die größtenteils durch mikroseismische Ereignisse beeinflusste Risikowahrnehmung (Bsp. Stromprojekte im Oberrheingraben). Frühzeitige Kommunikationsmaßnahmen sind maßgebend im Rahmen der Wissens- und Meinungsbildung (Borg und Bauer 2017) und stellen eine unabdingbare Grundvoraussetzung für die Entwicklung und Akzeptanz petrothermaler Geothermieprojekte dar.

Zusammenfassend ergibt sich eine allgemein eher hohe markt- und sozialpolitische Akzeptanz bei mittlerer lokaler Akzeptanz sowie ein potenzielles Risiko der Verschlechterung von lokaler Akzeptanz durch seismische Risiken, insbesondere im Rahmen der Technologieentwicklung für petrothermale Systeme (Tab. 4-23).

Tab. 4-23 Bewertungsraster für die Akzeptanz von dem Technologiefeld Tiefengeothermie zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Tiefe Geothermie	eher hohe Akzeptanz (2)	(Greller und Bieberbach 2015; Leucht 2014)	eher hohe Akzeptanz (2)	(Frey 2014; Leucht 2014; van Douwe und Kluge 2014)	<i>Eher mittlere bis hohe Akzeptanz (3)-(2)</i>	(Borg und Bauer 2017; Frey 2014; Leucht 2014; van Douwe und Kluge 2014)
Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)						

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Projekte der Tiefengeothermie sind kapitalintensiv und durch lange Planungs- und Bauzeiten gekennzeichnet. Insbesondere langwierige administrative und rechtliche Regelungen führen zu Projektentwicklungszeiten von gegenwärtig 5 – 7 Jahren. Demgegenüber konnten im Rahmen der bisherigen Entwicklungsprozesse von Geothermieprojekten in Deutschland wichtige Erkenntnisse gewonnen und Wissen direkt angewendet werden. Erfahrungen in der Projektumsetzung werden daher wichtige Beiträge für den Lernprozess liefern, um künftig Projektentwicklungszeiten von 24 Monaten zu realisieren. Aufgrund von Lernkurven und Skaleneffekte vor allem bei der Auslegung und Konfiguration von Bohrungen als Mehrlochsysteme (GtV 2017) ist zu erwarten, dass die von Bohrkosten dominierten spezifischen Investitionskosten vor allem bei EGS um ein Drittel sinken werden.

Bei der in Tab. 4-24 zusammengefassten Entwicklung der Indikatoren bleiben die Anforderungen wärmegeführter Geothermieranlagen für die Integration oder den Anschluss an die notwendigen Infrastrukturen unberücksichtigt (siehe Kapitel 4.9).

Projekte der Tiefengeothermie unterliegen demnach durch lange Planungszeiten und hohe Investitionskosten einer hohen Pfadabhängigkeit.

Tab. 4-24 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Tiefengeothermie für EGS

Variable	Einheit	2014-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Planungszeit	Monate	36	24	18	18
Bauzeit	Monate	24	18	14	12
Nutzungsdauer	Jahre	30	35	40	50
Spezifische Investition EGS	€ ₂₀₁₅ /kW	11.000 - 15.000	10.000 - 14.000	9.000 - 12.000	8.000 - 10.000
Hydrothermal*					
Anlagentyp 1	€ ₂₀₁₅ /kW	7952	7282	6598	6154
Anlagentyp 2		9058	8529	8104	7757
Anlagentyp 3		1940	1900	1860	1820

Anlagentyp 1 = Kraftwerke; 2 = KWK-Anlagen; 3 = Heizwerke

Quelle: *Lehr et al. (2015), S. 135, nach Berechnungen des DLR und GFZ

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Das standortabhängige Anlagenkonzept eines Projekts der Tiefengeothermie ergibt sich gemeinhin erst in der Bohrphase und richtet sich neben den angetroffenen geologischen Verhältnissen vorrangig nach der Temperatur und Schüttung des Thermalwassers. Vorhaben mit dem Ziel geothermischer Wärmebereitstellung setzen dabei stets eine entsprechende Wärme- oder Kältenachfrage sowie vorhandene Abnehmerstrukturen in Siedlungs- und Industrieräumen voraus.

Tab. 4-25 Abhängigkeit des Technologiefeldes Tiefengeothermie von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Während geothermisch erzeugter elektrischer Strom ortsungebunden direkt an das Stromübertragungsnetz angeschlossen wird, sind im Fall wärmegeführter Geothermieranlagen unterschiedliche Vorlauftemperaturen bereits vorhandener Nah- bzw. Fernwärmenetze zu berücksichtigen und im Einzelfall entsprechende Anpassungen des Temperaturniveaus mittels Heizkessel oder Wärmepumpe erforderlich. Häufig sind die Anpassung des Fernwärmenetz- und Hausübergabekonzeptes sowie die Integration in bestehende Wärmebereitstellungen notwendig.

Beim Neubau von überwiegend geothermischen Fernwärmenetzen sind eine passgenaue Auslegung des Fernwärmenetzes und die Installation von spezifischen Hausübergabestationen erforderlich. Damit führen im Rahmen der netzgebundenen Wärmeversorgung sowohl die Anpassung von Verteilnetzen durch dezentrale Wärmebereitstellung wie auch der notwendige Ausbau von Fernwärmenetzen zu einer sehr hohen Abhängigkeit von Infrastrukturen. Letzteres gilt gleichfalls auch für die geothermische Nutzung des geologischen Untergrunds im Rahmen dezentraler und zentraler (saisonaler) Wärmespeicherung in Aquiferen.

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Vor dem Hintergrund ganzjähriger Verfügbarkeit lässt sich die geothermische Energieerzeugung oder -speicherung sehr gut in die Grundlast der Strom- und Wärmeversorgung integrieren und erweist sich insbesondere beim zwingend erforderlichen Strukturwandel der größtenteils aus fossilen Energien gespeisten Fernwärmeversorgung in städtischen Regionen als sehr kompatibel. Dabei zählt die Tiefengeothermie eindeutig zum kostengünstigsten Anlagentyp unter den erneuerbaren Energiequellen (Greller und Bieberbach 2015) und kann potenziell bereits jetzt mit fossiler Wärmeerzeugung konkurrieren (AGFW 2014).

Die Untergrundspeicherung von Wärme oder Kälte verbessert die bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie. Durch saisonale Einspeicherung von Überschusswärme in Aquiferen können beispielsweise KWK-Anlagen flexibel auf variable Wärmenachfrage reagieren und ganzjährig stromgeführt betrieben werden.

Im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ausgestaltung der Energiewende ergeben sich aber auch vermehrt neue Nutzungsanforderungen an den tiefen Untergrund (Kabuth et al. 2016). Aufgrund geologischer Gegebenheiten kann die tiefe Geothermie daher in direkter Konkurrenz zu andern Nutzungsformen des unterirdi-

schen Raums stehen. Zur konkurrierenden Nutzung zählen die Gewinnung nicht-konventioneller Kohlenwasserstoffe oder die untertägige Speicherung von klima- und energierelevanten Gasen wie Kohlendioxid (Suchi et al. 2014), Methan oder Wasserstoff, und zudem die vorrangige Berücksichtigung geologischer Formationen im Verlauf der Standortsuche für die Endlagerung nuklearer Abfälle (§21 StandAG 2017). Zwar lassen sich an einem Standort unterschiedliche Nutzungsformen in verschiedenen Tiefenstockwerken prinzipiell miteinander kombinieren (Buscheck et al. 2016), gleichwohl gilt es zu berücksichtigen, dass der Einflussbereich von spezifischen Technologien auf das Wasser- und Wärmeregime des Untergrunds weit über den betreffenden Nutzungsraum hinaus reichen kann.

Erkennbare Nutzungskonkurrenzen sollten daher im Idealfall frühzeitig durch eine gesamträumliche Betrachtung des tiefen Untergrundes vermieden werden (Akademie für Geowissenschaften und Geotechnologien 2014). Die intensivere Nutzung des geologischen Untergrunds als Grundwasserreservoir, Energiespeicher sowie als Lagerstätte energetischer und mineralischer Rohstoffe steht zweifelsohne im Fokus des wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Interesses und erfordert daher vor allem für die Tiefengeothermie eine Abwägung konkurrierender Technologien.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Bedingt durch den verlässlichen Kenntnisstand der geologischen Gegebenheiten sowie die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Investitionsbereitschaft, hohe Wärmepreise, vorhandene Infrastruktur) hat sich die Geothermie in verschiedenen Regionen unterschiedlich entwickelt. Entsprechend leitet sich ein nationaler Förderbedarf ab:

- Tiefengeothermische Anlagen im Süddeutschen Molassebecken haben heute bereits eine gewisse Marktreife erreicht, so dass hier der Schwerpunkt auf projektbegleitende Maßnahmen zur Langzeitbeobachtung, Betriebsoptimierung und Kostenreduktion gelegt werden sollte. Insbesondere die Anreizgebung durch das MAP hat wesentlich zur Entwicklung beigetragen und ist eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung weiterer Projekte. Andererseits sollten die Potenziale zur Effizienzsteigerung der Geothermiesysteme untersucht und deren technische Umsetzung weiterentwickelt werden (unter anderem Optimierungen zur Erhöhung der Schüttungsrate, Absenkung der Rücklauftemperaturen, indirekte Nutzung mit Großwärmepumpen, Verbesserung von Wärmeübergängen).
- Die Entwicklung tiefengeothermischer Anlagen im Oberrheingraben geht im Vergleich dazu langsamer voran, obwohl auch hier teilweise eine gewisse Marktreife erreicht wurde. Notwendige Forschungsthemen sind durch die Beherrschung des Thermalwassertransports und der mikroseismischen Aktivitäten, insbesondere mit Blick auf die Wärmeversorgung in urbanen Gebieten, definiert. Im Hinblick auf die Anreizgebung ist festzustellen, dass es hier besonders projektabhängig ist, ob Investitionsanreize oder feste Vergütungssätze für die bereitgestellte Energie zu einer positiven Projektentscheidung führen.
- Tiefengeothermische Anlagen im Norddeutschen Becken sind bisher an einzelnen Standorten mit bekannter Geologie und vorhandenen Heiznetzen realisiert. Für eine weiträumigere Entwicklung des Norddeutschen Beckens sind zunächst noch grundlegende Forschungsfragen z. B. zur Vermeidung von unkontrollierten Ausfällungen im Reservoir und zur hydraulisch dauerhaften Reservoirnutzung mit Demonstration an geeigneten Anlagen zu beantworten.

Die Aquiferspeicherung hat einen fortgeschrittenen Entwicklungsstand, so dass vorrangige weitere Entwicklungsaufgaben im Bereich der System- und Betriebsoptimierung liegen. Die beobachtete geringe Anzahl realisierter Anlagen hat ihre Ursache in geringer Förderung bzw. Setzung von Anreizungen und in mangelnder Einbindung verschiedener Akteure (Behörden, Wärmeversorger, etc.). Es ist die Entwicklung von Demonstratoren wichtig, da sichtbare und erfolgreiche Demonstrationsprojekte Vorbehalte abbauen und eine wertvolle Informationsbasis für weitere Projekte schaffen können.

5.1 Erkundung

- Um den Ausbau verlässlicher, effizienter und wirtschaftlicher geothermischer Anlagen voranzutreiben, wird die belastbare Prognose der geologischen Gegebenheiten (lokale Geologie, chemische und physikalische Fluideigenschaften sowie mechanisch-hydraulische Gesteinseigenschaften) für eine noch größere Anzahl von Standorten benötigt. Eine verlässliche Prognose beinhaltet dabei einerseits die

Erhebung qualitativ hochwertiger Daten durch die Kombination aus etablierten und neuen Erkundungsmethoden sowie die Einbindung der Interpretation vorhandener Informationen. Andererseits ist die Bewertung der Eignung des Untergrunds zur langfristigen Nutzung für den jeweiligen Anwendungsfall mit geeigneten Modellierungswerkzeugen, die eine Gesamtsystembetrachtung ermöglichen, erforderlich. Dazu sollten die hydraulisch-mechanischen und die thermisch-chemischen Kopplungen berücksichtigt und die ablaufenden Prozesse 3-dimensional abgebildet werden.

- Die verlässliche Charakterisierung des Untergrunds, des geothermischen Fluids und der im Betrieb ablaufenden Prozesse ist wesentlicher Bestandteil der erfolgreichen Projektplanung und -realisierung, angefangen bei der Standortbewertung über die Bohrungsplanung bis hin zur Festlegung der Parameter für die Betriebsführung. Je früher die benötigten Daten einem Projekt zur Verfügung stehen, desto einfacher (d. h. schneller und kostengünstiger) können notwendige Anpassungen in der Anlagengestaltung und -betriebsführung vorgenommen werden. Aufgrund der Fülle an benötigten Daten und der vielfältigen Standortcharakteristiken gehen die Bestrebungen dahin, öffentlich zugängliche systematische Datenkataloge zu erstellen, um so die standortspezifischen Explorations- und Charakterisierungsmaßnahmen zukünftig zu minimieren und auch erst später vorliegenden Betriebserfahrungen vorzugreifen.
- Zur Erhebung geologischer Daten sind heute verschiedene Erkundungsmethoden verfügbar, welche zur Beantwortung unterschiedlicher Fragestellungen eingesetzt werden können. Insbesondere hat die integrierte Anwendung verschiedener Explorationsmethoden gezeigt, dass die Qualität der erhobenen Daten deutlich gesteigert werden kann. Urbane Räume kommen zunehmend in den Fokus, weil sie einen großen Bedarf an erneuerbarer Wärmebereitstellung haben, die aus lokalen geothermischen Quellen oder aus gespeicherter Wärme gedeckt werden kann. Dafür sind die Entwicklung spezieller Explorationsstrategien sowie ein einfacher Zugang zu bestehenden Daten erforderlich.
- Fluide und ihr Transport spielen neben der Temperatur für die thermische Nutzung des geologischen Untergrundes eine entscheidende Rolle. Geothermische Fluide stellen aufgrund ihrer komplexen chemischen Zusammensetzung und der Gasgehalte oft enorme Herausforderungen an die Materialwahl, die Anlagengestaltung und Betriebsführung dar. Die für die Planung benötigten Daten umfassen für den im Betrieb relevanten Druck- und Temperaturbereich Informationen zur Fluidzusammensetzung, Fluid- Gesteins- und Fluid-Material-Wechselwirkungen sowie thermophysikalische Stoffeigenschaften, um standortspezifische Aussagen zur Entwicklung und Vermeidung von Korrosion oder Scaling (Ablagerung von Ausfällungen) ableiten zu können. Zur Verhinderung dieser Betriebsrisiken gehören die Identifizierung geeigneter Materialien und Beschichtungen zum Schutz vor Korrosion, die Entwicklung von Inhibitoren und operativen Strategien zur Vermeidung von Ausfällungen sowie die Entwicklung von Additiven und Betriebsstrategien zur kontrollierten Mineralausfällung. Bei der Nutzung des Untergrunds als Aquiferspeicher werden zudem Informationen zu temperaturbedingten Veränderungen der mikrobiellen Aktivität und damit zusammenhängenden chemischen Reaktionen benötigt. Die für die verlässliche Planung benötigten Daten und

Erfahrungen sind bislang nur für wenige Standorte/individuelle Gebiete vorhanden. Kenntnisse über die thermophysikalischen Eigenschaften (z. B. Dichte, Viskosität und Wärmekapazität) geothermischer Fluide liegen im Falle komplexerer Mischungen nicht vor, sind jedoch für die Planung und Betrieb der Geothermieranlagen wichtig. Die Kalibrierung der Rechenmodelle beispielsweise zur Planung von Anlagen erfordert Daten, die auf Laborexperimenten basieren.

5.2 Erschließung

- Die Kosten für die Niederbringung der Bohrungen stellen häufig einen Großteil der Anfangsinvestitionen tiefegeothermischer Systeme dar. Aufgrund von Weiterentwicklungen und Anpassungen in der Bohrtechnik und Bohrablaufplanung konnten insbesondere an Standorten mit bekannter Geologie erhebliche Zeit- und damit auch Kosteneinsparungen erzielt werden. Mit steigender Erfahrung bei der bohrtechnischen Erschließung geothermischer Reservoirs ist eine Kostendegression an ähnlichen Standorten zu erwarten. Im Hinblick auf die Erschließung geothermischer Standorte in städtischen Gebieten sind jedoch auch steigende Anforderungen an den Betriebsablauf und die Lärmemissionen gestellt, wodurch z. T. auch mit steigenden Kosten zu rechnen ist und weitere Kostensenkungspotenziale erschlossen werden müssen.
- Um die Entwicklung tiefegeothermischer Standorte, insbesondere im Norddeutschen Becken, voranzutreiben, sind weitere Aktivitäten zur hydraulischen Reservoirstimulation, bei welcher der Anschluss der Bohrung an das Reservoir durch künstliche Risse verbessert wird, notwendig. Mehrere tiefegeothermische Anlagen (auch in Deutschland) standen in der Vergangenheit im Zusammenhang mit der unbeabsichtigten Auslösung an der Oberfläche spürbarer mikroseismischer Aktivitäten, so dass man sich in den letzten Jahren auf die Entwicklung umweltschonender Konzepte zur Stimulation geothermischer Reservoirs konzentriert hat, die im Rahmen internationaler Demonstrationsvorhaben umgesetzt werden.

5.3 Reservoirmanagement

- Für die Betriebsoptimierung geothermischer Standorte, die mit dem gegenwärtigen Kenntnisstand bereits gut erschließbar sind, ist die Entwicklung geeigneter Monitoring-Konzepte ein zentrales Thema. Geothermische Systeme sind während des Betriebs aufgrund der im Untergrund und im Übertagesystem ablaufenden Prozesse ständigen Veränderungen unterworfen. Die Beobachtung der Systemparameter ist daher unverzichtbar, um negative Entwicklungen frühzeitig zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen einleiten zu können.
- Die modelltechnische Betrachtung des Betriebs stellt im Rahmen der Betriebsoptimierung, insbesondere aber auch bei der Planung ein wichtiges Werkzeug dar, um eine schädigende Betriebsführung bereits im Vorfeld zu detektieren und zu vermeiden. Von besonderem Interesse sind dabei permeabilitätsreduzierende Prozesse im Untergrund, die, wenn überhaupt, nur sehr aufwändig rückgängig zu machen sind. Heutige Reservoirmodelle können bei Verfügbarkeit der Gesteinsparameter und der wichtigsten thermophysikalischen Stoffdaten thermische, hydraulische und mechanische Prozesse im Untergrund gekoppelt abbilden. Zukünftig soll auch die Kopplung mit geochemischen Prozessen möglich sein. Mit

der Weiterentwicklung der Modelle mit zugänglichen, verlässlichen Modellparametern ist eine breitere Anwendung und eine Verbesserung der Planbarkeit geothermischer Anlagen zu erwarten.

5.4 Fluidförderung und Energiebereitstellung

- Im Bereich Anlagentechnik sind Weiterentwicklungen im Hinblick auf Effizienz notwendig. Dies betrifft insbesondere die zur Fluidförderung genutzten Tiefpumpen. Bisher kommen meist Pumpen aus der Erdölförderung zum Einsatz, deren Einsatzbedingungen (z. B. Temperatur, Fließrate, Fluidzusammensetzung und Betriebsführung) deutlich von denen einer Geothermieranlage abweichen können. Effizienz und Standfestigkeit können dadurch bedingt deutlich reduziert sein. Technische Entwicklungen zeigen aber, dass es möglich ist, Tiefpumpen hinsichtlich Materialwahl, Lagergestaltung und Sensorik auf die speziellen Anforderungen in geothermischen Anwendungen anzupassen. Weitere F&E-Aktivitäten sollen verlässliche und effiziente Pumpen für verschiedene Standortrandbedingungen zur Verfügung stellen.
- Bei Stromerzeugungsanlagen ist die Anpassung des Kraftwerkskreislaufs an die Wärmequelle sowie die am Standort realisierbare Wärmesenke ein wichtiges Effizienz-Kriterium. Im Hinblick auf die Wärmesenke kommen an den meisten Standorten dabei zwangsbelüftete Kühlsysteme zum Einsatz (Nasskühlturm oder trockengekühlte Kondensatoren). Bei der Anpassung spielen die Wahl des Arbeitsmittels, die Verschaltung des Kraftwerkskreislaufs, die Prozessparameter sowie die Dimensionierung der Wärmeübertragerflächen (insbesondere bei der Wärmeabfuhr) eine wesentliche Rolle. Weiterentwicklungen sind hier im Bereich der Turbinen- und Anlagenwirkungsgrade insbesondere mit Blick auf variable Betriebsbedingungen zu erwarten, welche typischerweise bei der kombinierten oder gekoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme sowie dem Einsatz von zwangsbelüfteten Kühlsystemen auftreten.
- Für Anlagen mit Wärmebereitstellung ist die Einbindung in das Energieversorgungssystem und die Wärmebedarfsstruktur entscheidend dafür, in welchem Umfang die geothermische Ressource genutzt werden kann. Die Entwicklung der Systeme zur Effizienzsteigerung beinhaltet die Anpassung der Wärmeverteilnetze und Abnehmer an die Energiebereitstellung. Da der Betrieb der Energiezentralen in der Regel den größten Anteil der Systemkosten verursacht, stellt die zukünftige Effizienzsteigerung der Grund- und Mittellastanlagen eine wichtige Aufgabe dar.
- Geeignete Strategien im Hinblick auf die Realisierung angepasster Wärmeverteilungssysteme müssen den Neubau von dezentralen Niedertemperatur-Wärmenetzen und Kältenetzen und die Modifikation von (zentralen) Bestandsnetzen einbeziehen. Die Betriebstemperaturen in konventionellen Wärmeverteilungssystemen sind dabei meist zu hoch, um das Reservoir an einem geothermischen Standort umfänglich auszulasten. Sofern technisch möglich, sollten Bestandsnetze daher mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden. Ist dies in der Hauptverteilung nicht möglich, sollte die Möglichkeit der Abkopplung von Unterverteilungssystemen geprüft werden. Kann die Temperatur nicht abgesenkt werden, bieten Aquiferspeicher bei bestehender Versorgung aus einer konventionellen KWK-Anlage die Möglichkeit,

den KWK-Anteil zu erhöhen, in dem die ungenutzte Überschusswärme eingespeichert wird.

5.5 Akzeptanz und Rahmenbedingungen

- Geothermische Anlagen sind, wie jede Technologie, nicht frei von Risiken und Umwelteinflüssen. Offene und sachliche Diskussion über Vor- und Nachteile mit transparenter Darstellung der Komplexität und Fehleranfälligkeit einzelner Sachverhalte, die mit der Realisierung geothermischer Projekte verbunden sein können, und der technischen Lösungsansätze führen zu Akzeptanz und Vertrauen. In verschiedenen Projekten wird bereits gezeigt, wie ein konstruktiver Dialog mit der lokalen Bevölkerung gestaltet werden kann. Eine weiter gefasste Akzeptanzanalyse, welche neben der Bevölkerung auch öffentliche und private Entscheidungsträger einbindet, und die Entwicklung geeigneter Kommunikationsstrategien sind daher zwingend notwendig.
- Bei der Erschließung von Ballungsräumen sind neben technischen Herausforderungen zusätzlich organisatorische und vor allem auch rechtliche Fragestellungen zu lösen. Die abweichenden Vorgaben zum Klima- und Grundwasserschutz und zu verschiedenen Nutzungen des Untergrunds können gegenwärtig sogar eine hemmende Wirkung haben. Die Erarbeitung von Vorschlägen zur rechtlichen Gestaltung der Nutzung des Untergrunds unter Wahrung des vorsorgenden Schutzgutansatzes ist daher unumgänglich.

Literaturverzeichnis

- Agemar, T.; Alten, J.-A.; Ganz, B.; Kuder, J.; Kühne, K.; Schumacher, S.; Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany - GeotIS. Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 165 (2) 129-144.
- AGFW (Hrsg.) (2014): Transformationsstrategien Fernwärme. TRAFO - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW. Abschlussbericht. FKZ 0325184 (24) Frankfurt am Main.
- AHK Beijing (2012): Zielgruppenanalyse China - Geothermie. Berlin: AHK Beijing - BMWi.
- AHK Nicaragua (2016): Zielmarktanalyse 2016: Erneuerbare Energien in Nicaragua - Dezentrale Energieversorgung mit Schwerpunkt Geothermie und PV mit Profilen der Marktakteure. Managua, Nicaragua: Deutsch-Nicaraguanische Industrie- und Handelskammer.
- AHK Niederlande (2016): Zielmarktanalyse Geothermie 2015. Den Haag, Niederlande: Deutsch-Niederländische Handelskammer.
- Akademie für Geowissenschaften und Geotechnologien (Hrsg.) (2014): Geoforum 2013, Raumordnung für den tiefen Untergrund Deutschlands (Heft 30), Hannover.
- Baumgärtner, J.; Teza, D.; Hettkamp, T.; Hauße, P. (2010): Stimulierung tiefer geothermischer Systeme. bbr Sonderheft Geothermie (2014) 14-23.
- Bertani, R. (2015): Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update report. Paper presented at the Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia. 19-25 April 2015
- BMWi (2013): Bundesbericht Energieforschung 2013. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BMWi (2017): Bundesbericht Energieforschung 2017 - Forschungsförderung für die Energiewende. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Borg, A.; Bauer, M. J. (2017): TIGER – Kommunikationskonzept Tiefe Geothermie. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Breede, K.; Dzebisashvili, K.; Liu, X.; Falcone, G. (2013): A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: past, present and future. Geothermal Energy 1 (2013).
- Buscheck, T.; Bielicki, J.; Edmunds, T.; Hao, Y.; Sun, Y.; Randolph, J.; Saar, M. (2016): Multifluid geo-energy systems: Using geologic CO₂ storage for geothermal energy production and grid-scale energy storage in sedimentary basins. Geosphere.
- Clauser, C.; Elsner, P. (Hrsg.) (2015): Geothermische Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.

- Dera (2014): DERA-Rohstoffliste 2014. Angebotskonzentration bei mineralischen Rohstoffen und Zwischenprodukten – potenzielle Preis- und Lieferrisiken. DERA Rohstoffinformationen 24. Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA).
- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht an das BMU vom 29.03.2012. FKZ 03MAP146.
- Enerchange (2014): Evaluation der Öffentlichkeitsarbeit für Geothermieprojekte in Deutschland und Erarbeitung von praxisbezogenen Hilfestellungen für Entwickler und Betreiber von geothermischen Anlagen: Schlussbericht zum Forschungsvorhaben. Freiburg, Hannover: Techn. Informationsbibl. und Univ.-Bibl. <https://doi.org/10.2314/GBV:834245957>. Letzter Zugriff: 22.03.2017.
- Frey, M. (2014): Kommunikation und Akzeptanz. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi und T. Neu (Hrsg.): Handbuch Tiefe Geothermie: Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung (739-765). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-54511-5_24.
- Goldstein, B.; Hiriart, G.; Bertani, R.; Bromley, C.; Gutiérrez-Negrín, L.; Huenges, E.; Zui, V. (2011): Geothermal Energy. In O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer und C. von Stechow (Hrsg.): IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (2015): Energy [R]evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015. <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>. Letzter Zugriff: 07.01.2017.
- Greller, M.; Bieberbach, F. (2015): Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65 (8) 14-17.
- Gross, M. (2013): Old Science Fiction, New Inspiration: Communicating Unknowns in the Utilization of Geothermal Energy. Science Communication, 35 (6) 810-818.
- GtV (2017): Lexikon der Geothermie: Bundesverband Geothermie e.V. <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/m/mehrlochsystem.html>. Letzter Zugriff: 19.04.2017.
- Hegele, H.; Knappek, E. (2014): Geothermiebranche Deutschland. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi und T. Neu (Hrsg.), Handbuch Tiefe Geothermie: Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung (791-811). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-54511-5_26.
- Hirschl, B.; Heinbach, K.; Prahl, A.; Salecki, S.; Schröder, A.; Aretz, A.; Wei, J. (2015): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien - Ermittlung der Effekte

- auf Länder- und Bundesebene. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).
- Huenges, E. (2016): Enhanced geothermal systems: Review and status of research and development. In R. DiPippo (Hrsg.): Geothermal Power Generation. 743-761. Woodhead Publishing
- IEA (2011): Technology Roadmap - Geothermal Heat and Power. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2014): World Energy Outlook 2014. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2015): Renewables Information 2015. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016a): Energy Technology Perspectives 2016. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016b): World Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency.
- Jain, C.; Vogt, C.; Clauser, C. (2015): Maximum potential for geothermal power in Germany based on engineered geothermal systems. Geothermal Energy, 3 (1) 15.
- Janczik, S.; Kabus, F.; Kaltschmitt, M.; Kock, N.; Seibt, P. (2013): Nutzung tiefer Geothermie. In M. Kaltschmitt, W. Streicher und A. Wiese (Hrsg.), Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 699-803. Berlin, Heidelberg: Springer. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-03249-3_10.
- Janczik, S.; Kupfermann, G. A.; Sadaat, A.; Kaltschmitt, M. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IIb Stromerzeugung aus Geothermie. Technische Universität Hamburg Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft und GeoForschungsZentrum Potsdam, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Kabuth, A.; Dahmke, A.; Beyer, C.; Bilke, L.; Dethlefsen, F.; Dietrich, P.; Bauer, S. (2016): Energy storage in the geological subsurface: dimensioning, risk analysis and spatial planning: the ANGUS+ project. Environmental Earth Sciences 76 (1) 23.
- Lehr, U.; Ulrich, P.; Lutz, C.; Thobe, I.; Edler, D.; O'Sullivan, M.; Bickel, P. (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Leucht, M. (2014): Sozio-technische Parameter der Projektentwicklung: Soziale Akzeptanz von Vorhaben der Tiefen Geothermie. In J. Böttcher (Hrsg.): Geothermie-Vorhaben - Tiefe Geothermie: Recht, Technik und Finanzierung. 221-248. DE GRUYTER.
- Lund, J.; Boyd, T. (2015): Direct Utilization of Geothermal Energy 2015 Worldwide Review. Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia.

- Memmler, M.; Schrempf, L.; Hermann, S.; Schneider, S.; Pabst, J.; Dreher, M. (2014): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Moeck, I.; Kuckelkorn, J. (2015): Tiefengeothermie als Grundlastwärmequelle in der Metropolregion München. FVEE-Jahrestagung 2015 „Forschung für die Wärmewende“, Berlin.
- Moss, R.; Tzimas, E.; Willis, P.; Arendorf, J.; Tercero Espinoza, L. (2013): Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector - Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. Petten: Publications Office of the European Union.
<http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC82322>. Letzter Zugriff: 31.07.2017.
- OECD/IEA (2016): IEA Energy Technology RD&D Budgets. Paris
<http://www.iea.org/statistics/RDDonlinedataservice/>. Letzter Zugriff: 29.05.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.
- Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland (Arbeitsbericht Nr. 84). Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) Berlin.
- Prognos; Ewing, Rodney C.; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Projekt Nr. 57/12. Basel/Köln, Osnabrück.
- Renn, O. (Hrsg.) (2015): Aspekte der Energiewende aus sozialwissenschaftlicher Perspektive (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft) München.
- RHC-Platform (2014): Geothermal Technology Roadmap. Brüssel: The European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (RHC-Platform). www.rhc-platform.org. Letzter Zugriff: 27.03.2017.
- StandAG (2017): Gesetz zur Fortentwicklung des Gesetzes zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle und anderer Gesetze. Bundesgesetzblatt, Teil 1 (26) 1074-1102.
- Suchi, Evelyn; Dittmann, Jan; Knopf, Stefan; Müller, Christian; Schulz, Rüdiger (2014): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CO₂-Einlagerung (CCS) und Tiefer Geothermie in Deutschland. Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 165 (3) 439-453.
- Sullivan, J. L.; Clark, C. E.; Han, J.; Wang, M. (2010): Life-Cycle Analysis Results of Geothermal Systems in Comparison to Other Power Systems. Argonne, Illinois: Argonne National Laboratory. <http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2010/09/67933.pdf>. Letzter Zugriff: 31.3.2017

- Thomas, H.; Reinhardt, T.; Andersen, A.; Segneri, B. (2016.): Critical and Strategic Materials and Potential Importance for Geothermal Projects. Paper presented at the Proceedings, 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California.
- UBA (2014): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2012. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- van Douwe, A.; Kluge, J. (2014): Akzeptanz, Information und Kommunikation – Grundlagen für den Erfolg geothermischer Projekte. bbr, 2014 (2) 48-52.
- Ventura, S.; Bhamidi, S.; Hornbostel, M.; Nagar, A.; Perea, E. (2016): Selective Recovery of Metals from Geothermal Brines (DOE-SRI--6747 United States 10.2172/1336270 GFO English). ; SRI International, Menlo Park, CA (United States) <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/1336270>. Letzter Zugriff: 31.03.2017.
- Viebahn, P.; Arnold, K.; Friege, J.; Krüger, C.; Nebel, A.; Samadi, S.; Wiesen, K. (2014): KRESSE - kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems : Abschlussbericht. Wuppertal: Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie. <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/5419>. Letzter Zugriff: 31.03.2017.
- Walter, G.; Krauter, S.; Schwenzer, A. (2011): Erfolgsfaktoren für die Akzeptanz von Erneuerbare-Energie-Anlagen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61 (3) 2-4.
- Weimann, T. (2014): Das klare “Ja” zur Energiewende - und das Warten darauf: Stand der Tiefengeothermie in Deutschland - Erfahrungen und Perspektiven. bbr, Sonderheft Geothermie (2014) 68-73.
- World Energy Council (2016): World Energy Scenarios - the Grand Transition, ISBN 978 0 946121 571. London.
- Wunderlich, C. (2012): Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien - Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung (Renews Special Ausgabe 60). Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e. V.
- Wüstenhagen, R.; Wolsink, M.; Bürer, M. J. (2007): Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. Energy Policy 35 (5) 2683-2691.

Technologiebericht

1.3 Photovoltaik

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Simon P. Philipps (ISE)

Andreas W. Bett (ISE)

Björn Rau (HZB)

Rutger Schlatmann (HZB)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Philipps, S. P.; Bett, A. W.; Rau, B.; Schlatmann, R. (2017): Technologiebericht 1.3 Photovoltaik. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Simon Philipps
Tel.: +49 761 / 4588 – 5920
Fax: +49 761 / 4588 – 9250
E-Mail: simon.philipps@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut
für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg

Review durch:

Björn Rau (Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	137
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	139
Tabellenverzeichnis	140
Abbildungsverzeichnis	141
Zusammenfassung (Steckbrief)	142
1 Beschreibung des Technologiefeldes	144
1.1 Einleitung	144
1.2 Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik	146
2 Stand F&E in Deutschland	148
2.1 Solarzellen und Module	150
2.1.1 <i>Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module</i>	150
2.1.2 <i>Stapelzellen auf c-Si und Module</i>	150
2.1.3 <i>Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe und andere Ansätze</i>	151
2.1.4 <i>III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module</i>	151
2.1.5 <i>Organische Solarzellen und Module</i>	152
2.2 PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel	152
2.3 Systemtechnik	152
2.3.1 <i>PV-Wechselrichtertechnologie</i>	152
2.3.2 <i>PV Kraftwerke und Systemtechnik</i>	152
2.3.3 <i>Netzanbindung und Netzführung</i>	152
2.4 Angrenzende Technologien	153
2.4.1 <i>Bauwerkintegrierte Photovoltaik</i>	153
2.4.2 <i>PV-Leistungsprognose</i>	153
2.4.3 <i>Recycling von Modulen und Wertstoffen</i>	153
3 Relevanz öffentlicher Förderung	154
3.1 Vorbemerkung	154
3.2 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	155
3.3 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	156
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	159
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	159
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	165
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	166
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	167
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	168
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	172
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	175
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	177

4.9	Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	178
4.10	Kriterium 12: Systemkompatibilität	179
5	F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	180
5.1	Solarzellen und Module	180
5.1.1	<i>Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module</i>	180
5.1.2	<i>Stapelzellen auf c-Si und Module</i>	181
5.1.3	<i>Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe und andere Ansätze</i>	181
5.1.4	<i>III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module</i>	181
5.1.5	<i>Organische Solarzellen und Module</i>	181
5.2	PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel	181
5.3	Systemtechnik	182
5.3.1	<i>PV Invertertechnologie</i>	182
5.3.2	<i>PV Kraftwerke und Systemtechnik</i>	182
5.3.3	<i>Netzanbindung und Netzführung</i>	182
5.4	Angrenzende Technologien	182
5.4.1	<i>Bauwerkintegration von PV</i>	182
5.4.2	<i>PV-Leistungsprognose</i>	183
5.4.3	<i>Recycling von Modulen und Wertstoffen</i>	183
	Literaturverzeichnis	184

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

a-Si	Amorphes Silizium
B.A.U.	Business-as-usual
BIPV	Bauwerkintegrierte Photovoltaik
c-Si	Kristallines Silizium
CAGR	Mittlere jährliche Wachstumsrate
CdTe	Cadmiumtellurid
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
D	Deutschland
EEG	Energieeinspeisegesetz
EE	Erneuerbare Energien
F&E	Forschung und Entwicklung
FP	Forschungsprogramm
FVEE	Forschungsverbund Erneuerbare Energie
GaAs	GalliumArsenid
LCoE	Stromgestehungskosten (Levelized Costs of Energy)
PV	Photovoltaik
Si	Silizium
TRL	Technology Readiness Level

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
ct	Eurocent
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
GWp	Gigawatt Peakleistung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
kWp	Kilowatt Peakleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
MWp	Megawatt Peakleistung
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden
W	Watt
Wp	Watt Peakleistung


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten der Photovoltaik am Beispiel c-Si-----	146
Tab. 1-2	Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik -----	147
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung im Technologiefeld Photovoltaik -----	156
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Photovoltaik -----	157
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Photovoltaik-----	158
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Photovoltaik (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	162
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Photovoltaik -----	162
Tab. 4-3	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Photovoltaik (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	164
Tab. 4-4	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Photovoltaik -----	164
Tab. 4-5	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Photovoltaik in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)-----	166
Tab. 4-6	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Photovoltaik in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)-----	167
Tab. 4-7	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch das Technologiefeld Photovoltaik in Deutschland im Jahr 2050 im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)-----	168
Tab. 4-8	Kostenanteil am Systempreis für ein <30 kWp System mit kristallinen Modulen sowie abgeschätzte inländische Wertschöpfung für das Jahr 2016 -----	171
Tab. 4-9	Globaler und nationaler Absatzmarkt der Photovoltaik (jeweils Differenz zu Referenzszenario)-----	171
Tab. 4-10	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Photovoltaik -----	172
Tab. 4-11	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Photovoltaik – Input-Orientierung-----	174
Tab. 4-12	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Photovoltaik – Output-Orientierung -----	175
Tab. 4-13	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Photovoltaik zum Status Quo (2015) -----	177
Tab. 4-14	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Photovoltaik (PV-Freifläche typisch 2,5 MWp)-----	178
Tab. 4-15	Abhängigkeit des Technologiefeldes Photovoltaik von Infrastrukturen -----	179

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Entwicklung der kumulierten PV-Leistung weltweit zwischen 2006 und 2016 -----	144
Abb. 1-2	Prognostizierte Kostenreduktion von PV Anlagen bis zum Jahre 2050-----	145
Abb. 2-1	Entwicklung der Spitzenwirkungsgrade verschiedener Solarzellen im Labor -----	148
Abb. 2-2	Zeitliche Entwicklung der Preise für PV-Module -----	149
Abb. 2-3	Zeitliche Entwicklung der Preise für PV-Wechselrichter -----	149
Abb. 4-1	Weltweite Stromerzeugung aus Photovoltaik und der Anteil an der gesamten Erzeugung bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien -----	160
Abb. 4-2	Weltweit installierte PV-Kapazität bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien -----	161
Abb. 4-3	PV-Marktpotenzial in Deutschland bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien -----	163
Abb. 4-4	Upstream-Wertschöpfungskette für die Produktion von kristallinen Solarmodulen -----	169
Abb. 4-5	Downstream-Wertschöpfung-----	169
Abb. 4-6	Lieferanten für in Deutschland verbaute PV-Wechselrichter auf Basis der Nominalleistung in MW _p -----	170
Abb. 4-7	Nationale F&E-Budgets für Photovoltaik der sechs Länder mit den höchsten Budgets im Jahr 2014. Zudem ist die relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009 angegeben. -----	173
Abb. 4-8	Nationale F&E-Budgets für Photovoltaik der sechs Länder mit den höchsten Budgets im Jahr 2014 und relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009 -----	175

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.3 Photovoltaik																																																									
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf																																																									
Beschreibung des Technologiefeldes																																																									
<p>A: Solarzellen und Module</p> <ul style="list-style-type: none">– A1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarz.) und Module Demonstration – Kommerzialisierung (TRL=7-9) (2015: 93 % des Marktes)– A2 Stapelzellen auf c-Si und Module Technologieentwicklung (TRL=4)– A3 Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe Demonstration – Kommerzialisierung (TRL=7-9) (2015 : 7 % Marktanteil); c-Si, GaAs Technologieentwicklung – Demo (TRL=3-6)– A4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module Technologieentwicklung Demonstration (TRL=4; 7) (bislang ca. 300 MW installiert)– A5 Organische Solarzellen und Module Technologieentwicklung – Demonstration (TRL=4; 6; 7) <p>B: PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel (TRL=7-9)</p> <p>C: Systemtechnik</p> <ul style="list-style-type: none">– C1 PV-Invertertechnologie Technologieentwicklung – Kommerzialisierung (TRL=7-9)– C2 Netzanbindung und Netzführung Technologieentwicklung – Kommerzialisierung (TRL=7-9) <p>D: Angrenzende Technologien</p> <ul style="list-style-type: none">– D1 Bauwerkintegrierte Photovoltaik Technologieentwicklung – Demonstration (TRL=4; 6-7)– D2 PV-Ertragsprognostik Technologieentwicklung – Demonstration (TRL=7-8)– D3 Recycling von Modulen und Wertstoffen Technologieentwicklung – Demonstration (TRL=7) <p>* TRL-Einordnung entsprechend des Schwerpunktes der aktuellen Entwicklungsarbeit.</p>																																																									
Kritische Komponenten: Sicherung der Zulieferkette, gesicherter Zugang zum Kapitalmarkt, nachhaltige Materialverfügbarkeit bei hohen Produktionsmengen																																																									
Entwicklungsziele																																																									
<ul style="list-style-type: none">– A: Kontinuierliche Steigerung des Wirkungsgrades, Kostensenkung, verminderter Materialeinsatz, verbesserte Recyclebarkeit– B: Qualitätssicherung bei der Produktion, Betrachtung gesamtheitlich nachhaltiger Produktionsketten, Kostenreduktion bei Materialbereitstellung– C: Effizienzsteigerung; Integrierbarkeit; Übernahme von Netzdienstleistungen– D: D1 Fassadennutzung; PV Modul als Baustoff; D2 Vorhersage Erträge; Vorhersage Komponentenausfall; D3: Recycling mit hoher Materialverwertung und geringem Energieaufwand																																																									
Technologie-Entwicklung																																																									
	<table><tr><th></th><th>Einheit</th><th>2016</th><th>2025</th><th>2030</th><th>2040</th><th>2050</th></tr><tr><td>Installierte Leistung Deutschland</td><td>GW</td><td>40</td><td>86</td><td>101</td><td>151</td><td>201</td></tr><tr><td>Installierte Leistung International</td><td>GW</td><td>300</td><td>2000</td><td>3725</td><td>6678</td><td>9295</td></tr><tr><td>Zellwirkungsgrad Labor (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)</td><td>%</td><td>26 / 30</td><td>27 / 35</td><td>27 / 40</td><td>27,5 / 43</td><td>28 / 45</td></tr><tr><td>Modulwirkungsgrad Industrie (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)</td><td>%</td><td>15 bis 22</td><td>17-23</td><td>19-23 / 30</td><td>22-24 / 34</td><td>24 / 37</td></tr><tr><td>Modulkosten</td><td>€/kWp</td><td>600-700</td><td>305-470</td><td>240-440</td><td>180-380</td><td>150-340</td></tr><tr><td>Modullebensdauer</td><td>a</td><td>> 20</td><td>> 25</td><td>> 30</td><td>> 35</td><td>> 35</td></tr><tr><td>Stromgestehungskosten in D</td><td>€/ct/kWh</td><td>~8</td><td>5,1-8,3</td><td>4,5-7,2</td><td>3,5-6,5</td><td>2,4-5,8</td></tr></table>		Einheit	2016	2025	2030	2040	2050	Installierte Leistung Deutschland	GW	40	86	101	151	201	Installierte Leistung International	GW	300	2000	3725	6678	9295	Zellwirkungsgrad Labor (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	26 / 30	27 / 35	27 / 40	27,5 / 43	28 / 45	Modulwirkungsgrad Industrie (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	15 bis 22	17-23	19-23 / 30	22-24 / 34	24 / 37	Modulkosten	€/kWp	600-700	305-470	240-440	180-380	150-340	Modullebensdauer	a	> 20	> 25	> 30	> 35	> 35	Stromgestehungskosten in D	€/ct/kWh	~8	5,1-8,3	4,5-7,2	3,5-6,5	2,4-5,8
	Einheit	2016	2025	2030	2040	2050																																																			
Installierte Leistung Deutschland	GW	40	86	101	151	201																																																			
Installierte Leistung International	GW	300	2000	3725	6678	9295																																																			
Zellwirkungsgrad Labor (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	26 / 30	27 / 35	27 / 40	27,5 / 43	28 / 45																																																			
Modulwirkungsgrad Industrie (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	15 bis 22	17-23	19-23 / 30	22-24 / 34	24 / 37																																																			
Modulkosten	€/kWp	600-700	305-470	240-440	180-380	150-340																																																			
Modullebensdauer	a	> 20	> 25	> 30	> 35	> 35																																																			
Stromgestehungskosten in D	€/ct/kWh	~8	5,1-8,3	4,5-7,2	3,5-6,5	2,4-5,8																																																			
F&E-Bedarf																																																									
<ul style="list-style-type: none">– A: höhere Wirkungsgrade, Materialeinsparung/-ersatz, flexible, leichte Solarzellen, Langlebigkeit und Rezyklierbarkeit für Technologien, die bereits im Markt sind; neuartige Halbleiter benötigen F&E zur Umsetzung in eine Massenproduktion– B: optimierte Massenfertigungsprozesse, um Produktionskosten zu senken– C: C1 Wechselrichter-Technologie: höhere Wirkungsgrade, Materialeinsparung, Netzdienlichkeit; C2 Netzanbindung & -dienlichkeit: virtuelle Kraftwerke, Smart Grids– D: D1 Architektonische Lösungen; D2 Prognose von PV-Erträgen; Prognose von Systemausfällen (Module, Wechselrichter); D3 Innovative Recyclingverfahren.																																																									

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)	
<ul style="list-style-type: none"> – Mehrere Szenarien zeigen, dass im Jahr 2050 circa 30 % der Nettostromerzeugung in Deutschland mit PV zu decken ist, mit THG-Einsparungen von bis zu 180 Mio. t CO₂-äq./a. – Durch die Energiewende wird das Energiesystem stärker elektrifiziert, PV leistet großen Beitrag zur Sektorenkopplung. – Energieaufwand bei PV-Produktion kann mittels F&E weiter gesenkt werden. 	
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)	
<ul style="list-style-type: none"> – Mittlere Einsparung von Primärenergie von bis zu 800 PJ/a in 2050. – Generell kein Verbrauch kritischer Rohstoffe (Ausnahme A3 CIGS: Indium Verfügbarkeit, CdTe: Cadmium Schwermetallproblematik) . – Hohe Rezyklierbarkeit von Modulen möglich, diesbezüglich besteht jedoch noch Forschungsbedarf. 	
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)	
<ul style="list-style-type: none"> – Solarzellen, Module und Wechselrichter: auch weiterhin hohe Kostensenkungen möglich – Optimierung der PV-Fertigungs- und Anlagentechnik notwendig, um weiteres Kostensenkungspotenzial zu erschließen – Netzanbindung und Netzführung: Es ist davon auszugehen, dass bei höheren Anteilen von PV lokale Nutzung erfolgt und die Kosten für die Netzerhaltung anders als über den Strompreis gedeckt werden müssen. 	
Inländische Wertschöpfung	
<ul style="list-style-type: none"> – Gesamte Wertschöpfungskette in Deutschland vorhanden. – Marktanteil PV-Anlagenbau aus Deutschland 2014 bei 50 % am Weltmarkt 	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
<ul style="list-style-type: none"> – Deutschland ist Technologieführer entlang der PV-Wertschöpfungskette. – Ca. 6 % der weltweiten wissenschaftlichen Publikationen zur PV stammen 2015 aus Deutschland. 	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
<ul style="list-style-type: none"> – Sehr hohe Marktakzeptanz und sozialpol. Akzeptanz für Solarenergie – Relativ geringes Risiko bei lokaler Akzeptanz; PV-Freifläche: Flächenverbrauch evtl. problematisch 	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
Technologie A und C1 bedingt mit zunehmender Ausbaustufe F&E und Investitionen in C2, D1 u. D3.	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
<ul style="list-style-type: none"> – PV-Kraftwerke auf Wohngebäuden: geringer Ausbau notwendig im NS-Netz; PV-Freifläche: Netzausbau im MS- oder HS-Netz notwendig. – Flexible Erzeugungskapazitäten und Laststeuerung bei hohem Ausbau erforderlich 	
Systemkompatibilität	
Bei einem großen Bestand (hoher Durchdringung) an PV-Anlagen müssen entsprechende Reserveleistungen sichergestellt werden. Wind und PV-Installation müssen optimiert werden.	

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Photovoltaik (PV) ist die Technologie zur Erzeugung elektrischer Energie aus Licht mittels des (inneren) Photoeffektes in Halbleiter- (pn) Strukturen. Diese Technologie hat in den vergangenen zwei Jahrzehnten für die terrestrische Energieproduktion aus Sonnenlicht eine sehr erfolgreiche Entwicklung genommen und stellt heute eine der wichtigsten Erneuerbaren Energien (EE) dar.

Abb. 1-1 zeigt die historische Entwicklung des PV-Weltmarktes zwischen 2006 und 2016. Ende 2016 waren weltweit PV-Anlagen mit einer Kapazität von über 320 GW installiert, davon etwa 41 GW in Deutschland, die etwa 6,9 % des deutschen Netztostromverbrauchs lieferten (Fraunhofer ISE 2017).

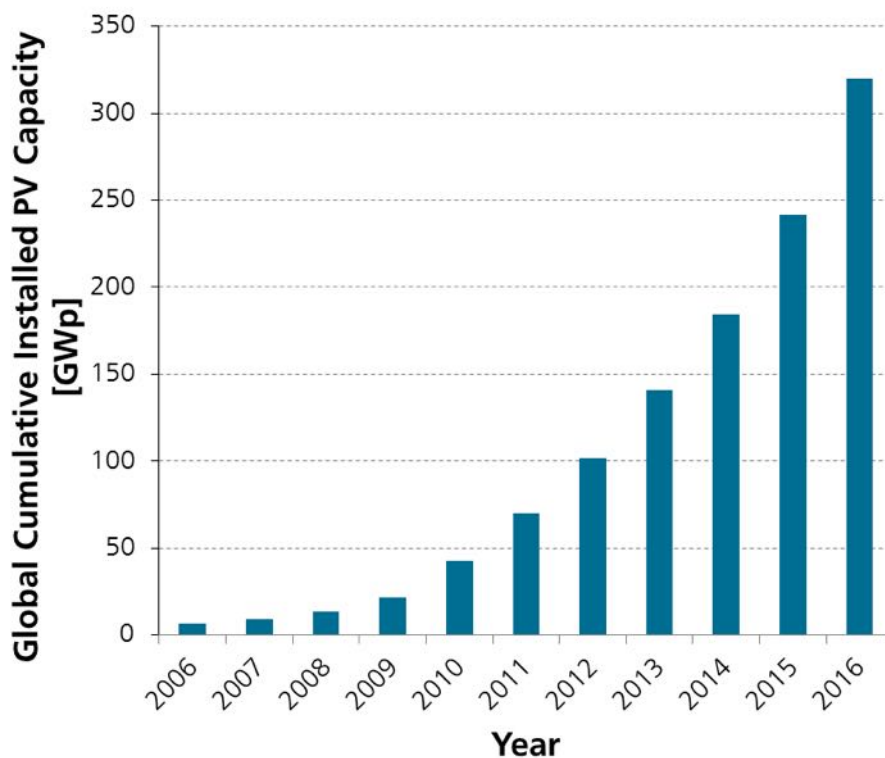


Abb. 1-1 Entwicklung der kumulierten PV-Leistung weltweit zwischen 2006 und 2016

Quelle: Fraunhofer ISE (2017)

Ermöglicht wurde diese Entwicklung durch intensive, auch öffentlich geförderte, Zusammenarbeit von Forschung und Industrie, wobei Deutschland in der Technologie und der installierten Leistung einen Spitzenplatz einnahm und noch immer einnimmt. Die über F&E erreichte Verbesserung von Produkten, Prozessen und Anlagentechnologie sowie das Skalenwachstum bewirkten eine Preisreduktion von PV-Modulen von 23,4 Euro/W_p im Jahr 1980 auf 0,44 Euro/W_p im Jahre 2016, also um einen Faktor 53 (Fraunhofer ISE 2017). Die Kostenreduktion geht auch aktuell in 2017 weiter. Diese Entwicklung beförderte die PV von einer Außenseiterrolle im EE-Portfolio zu einer tragenden Säule der nationalen und globalen Energiewende. Die treibende Rolle bei dieser Entwicklung spielte zunächst das deutsche Energieeinspei-

segesetz (EEG), welches von einer Vielzahl von anderen Ländern übernommen wurde und dadurch ein starkes globales Wachstum ermöglichte.

Die durchschnittlichen Zuschlagswerte für die Einspeisevergütung neuer, großer PV-Kraftwerke lagen 2016 unter 8 ct/kWh in Deutschland. Die Kosten für PV-Strom sind somit vergleichbar mit Onshore-Windstrom und deutlich niedriger als Offshore-Windstrom. Im Vergleich zu konventionellen fossilen und nuklearen Bestandskraftwerken liegen die Kosten aktuell noch höher. Für Neubauten gilt dies jedoch nicht mehr unbedingt. So wurde für das geplante Atomkraftwerk „Hinkley C“, das im Jahr 2025 in Großbritannien in Betrieb gehen soll, eine Einspeisevergütung von umgerechnet 12 ct/kWh zzgl. Inflationsausgleich über die Dauer von 35 Jahren zugesagt. Kleinere PV-Aufdachanlagen haben grundsätzlich höhere Stromgestehungskosten als PV-Kraftwerke. Jedoch wurde die Netzparität in Bezug auf den Haushaltsstrompreis (ca. 30 ct/kWh brutto) deutlich unterschritten, wodurch sich heute neue Geschäftsmodelle entwickeln, die bei geeigneten Rahmenbedingungen auch ohne Förderung wirtschaftlich sind. Die Erreichung weiterer Kostensenkungen und die Verbesserung der Nachhaltigkeit in der gesamten Produktionskette sind Aufgaben von F&E aber auch der öffentlichen Förderung in den nächsten Jahren. Hier gilt es insbesondere, die Kontinuität der Förderung zu bewahren und gleichzeitig die richtigen Rahmenbedingungen zu setzen.

Das Kostensenkungspotenzial bei PV-Strom ist auch weiterhin enorm. Abb. 1-2 zeigt beispielhaft die prognostizierten mittleren Kosten für PV-Anlagen für die Jahre 2015 bis 2050 aus einer Studie des Fraunhofer ISE im Auftrag der Agora Energiewende (Fraunhofer ISE 2015). Eine Halbierung der Systemkosten und damit die Konkurrenzfähigkeit der PV-Kosten können demnach gelingen. Dies stellt sicherlich eine Herausforderung dar, die jedoch durch Marktwachstum (Skaleneffekte) und technische Innovationen erreichbar sein wird. Alle Prognosen sind sich einig darin, dass die PV einen entscheidenden Anteil am Gelingen der Energiewende haben wird.

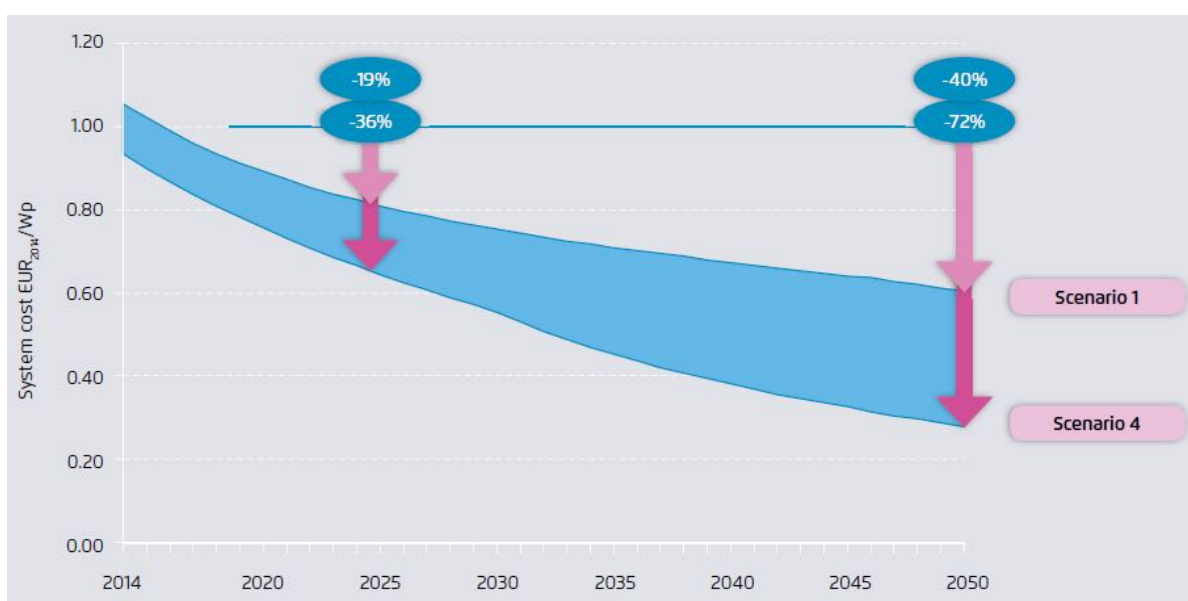


Abb. 1-2 Prognostizierte Kostenreduktion von PV Anlagen bis zum Jahre 2050

Quelle: Fraunhofer ISE (2015)

Einige wichtige techno-ökonomische Kenndaten des Technologiefeldes PV nach derzeitigem und zukünftigem Stand sind in Tab. 1-1 aufgeführt. Der Übersichtlichkeit halber wurde hier nur die kristalline Silizium-Technologie aufgenommen, die derzeit die führende Technologie darstellt. Es sei jedoch angemerkt, dass insbesondere die Dünnschichttechnologie CIGS auch eine wichtige Rolle für die deutsche Photovoltaik-Industrie spielt und Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette in Deutschland aktiv sind. Im Gegensatz zur Wafer-basierten kristallinen Siliziumtechnologie werden CIGS-Module ganzflächig auf Glas oder flexiblen Substraten abgeschieden. Dies ermöglicht beispielsweise maßgeschneiderte Module für verschiedene Anwendungen, zum Beispiel bauwerkintegrierte PV. Besondere Charakteristika sind zudem ein niedriger Temperaturkoeffizient, gutes Schwachlichtverhalten und kurze Energierücklaufzeiten. Obwohl bereits mehrere GW an CIGS-Modulen weltweit installiert wurden, wird die Technologie erst am Beginn der Lernkurve gesehen. Es besteht somit deutliches Kostenreduktionspotenzial, welches erschlossen werden kann, wenn die Produktionsvolumina signifikant steigen (Palm et al. 2015).

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten der Photovoltaik am Beispiel c-Si

	Einheit	Heute	2025	2030	2040	2050
Solarzellengröße	mm ²	156 x156	156 x156	156 x156	156 x156	156 x156
Waferdicke	µm	160 - 180	140 – 160	120 - 140	110 - 130	100 - 120
Zellwirkungsgrad Labor (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	26 / 30	27 / 35	27 / 40	27.5 / 43	28 / 45
Modulfläche: typisch	qm	1,7				individua- lisierte Grö- ßen
Modulwirkungsgrad Industrie (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	15 - 22	17 - 23	19 – 23 / 30	22 – 24 / 34	24 / 37
Modulkosten ¹	€/kWp	600 - 700	305 - 470	240 – 440	180 - 380	150 - 340
Modullebensdauer	a	> 20	> 25	> 30		> 35
Kosten PV Anlagen ¹⁾ (Freifläche)	€/kWp	900 - 1000	600 - 880	500 - 820	390 - 720	300 - 650
Stromgestehungskosten in D ¹⁾	€/kWh	8 - 12	5,1 - 8,3	4,5 – 7,2	3,5 - 6,5	2,4 - 5,8
Installierte PV- Leistung in D	GWp	41	86	101	151	201

¹⁾ Fraunhofer ISE 2015

Quelle: Expertenwissen, Fraunhofer ISE (2015), ITRPV (2017)

1.2 Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik

In Tab. 1-2 sind die wichtigsten Technologien des Technologiefeldes aufgelistet. Diese bestehen aus fünf Zell-Technologien, der Produktionstechnologie, der PV-Systemtechnik und angrenzender Technologien. Die Kategorisierung ist angelehnt an den FVEE (FVEE 2017). Die Technologien werden in Kapitel 2 in ihrem gegenwärtigen Stand beschrieben. Der jeweilige Forschungsbedarf wird in Kapitel 5 dargestellt.

Tab. 1-2 Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik

A Solarzellen und Module

A1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module

A2 Stapelzellen auf c-Si und Module

A3 Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe und andere Ansätze

A4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module

A5 Organische Solarzellen und Module

B PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel**C Systemtechnik**

C1 PV-Invertertechnologie

C2 Netzanbindung und Netzführung

D Angrenzende Technologien

D1 Bauwerkintegrierte Photovoltaik

D2 PV-Ertragsprognostik

D3 Recycling von Modulen und Wertstoffen

Quelle: angelehnt an FVEE (2017)

2 Stand F&E in Deutschland

Im 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung wurden die meisten der in Tab. 1-2 genannten Technologien aufgelistet und damit auch gefördert (BMWi 2011). Die wichtigsten Ziele des 6. Energieforschungsprogramms waren, kurz zusammengefasst, die Erhöhung des Wirkungsgrades und die Reduzierung der Kosten der verschiedenen Technologien. Zusammen mit dem EEG, das besonders Marktanreize geschaffen hat und so die Industriefertigung stimulieren konnte, wurden in Bezug auf diese Ziele große Fortschritte erreicht. Abb. 2-1 zeigt den zeitlichen Verlauf der (stabilisierten) Wirkungsgrade verschiedener Solarzellentechnologien (Laborwerte) (Fraunhofer ISE 2017). Dies sind Ergebnisse weltweiter Forschung, an denen aber die Forschung in Deutschland einen wesentlichen Anteil hat. Anzumerken ist hier, dass von Institutionen in Deutschland derzeit die Spitzenwerte für die III-V Mehrfach-Konzentratorzelle, für die beidseitig kontaktierte mono-Silizium und multi-Siliziumzelle, für die III-V auf Silizium-Mehrfachzelle und für die CIGS-Zelle gehalten werden.

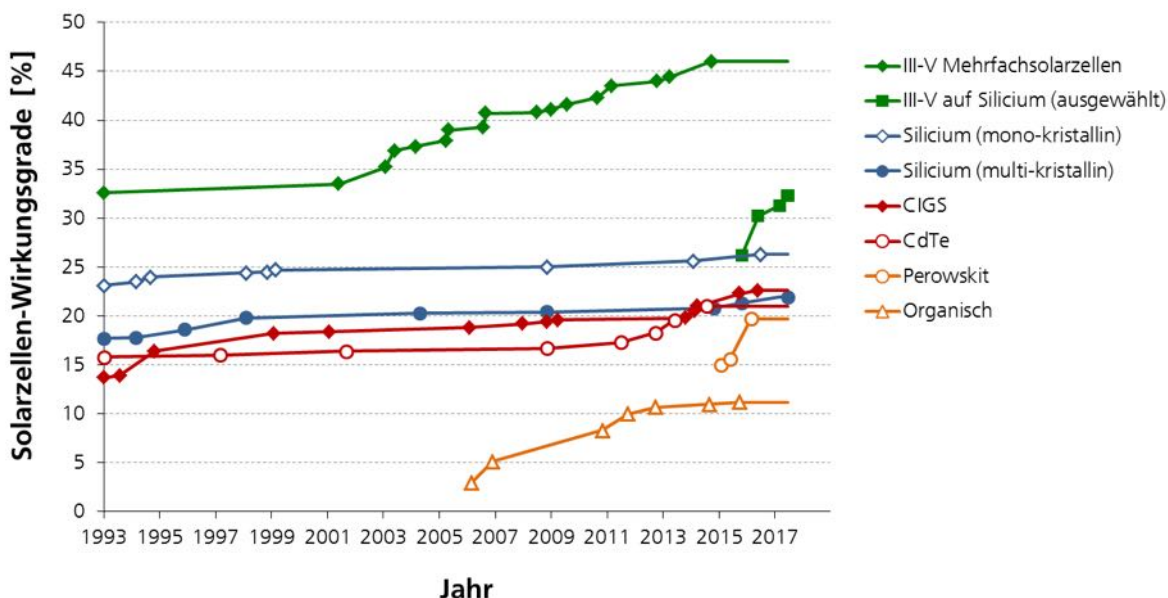


Abb. 2-1 Entwicklung der Spitzenwirkungsgrade verschiedener Solarzellen im Labor

Quelle: Fraunhofer ISE (2017)

Als Beispiele für die erreichte Kostensenkung zeigt Abb. 2-2 die zeitliche Entwicklung der Modulpreise und Abb. 2-3 die Preise für PV Inverter (Fraunhofer ISE 2015; Fraunhofer ISE 2017). Angesichts der bereits realisierten Skaleneffekte werden technische Innovationen zur weiteren Kostensenkung entscheidend sein.

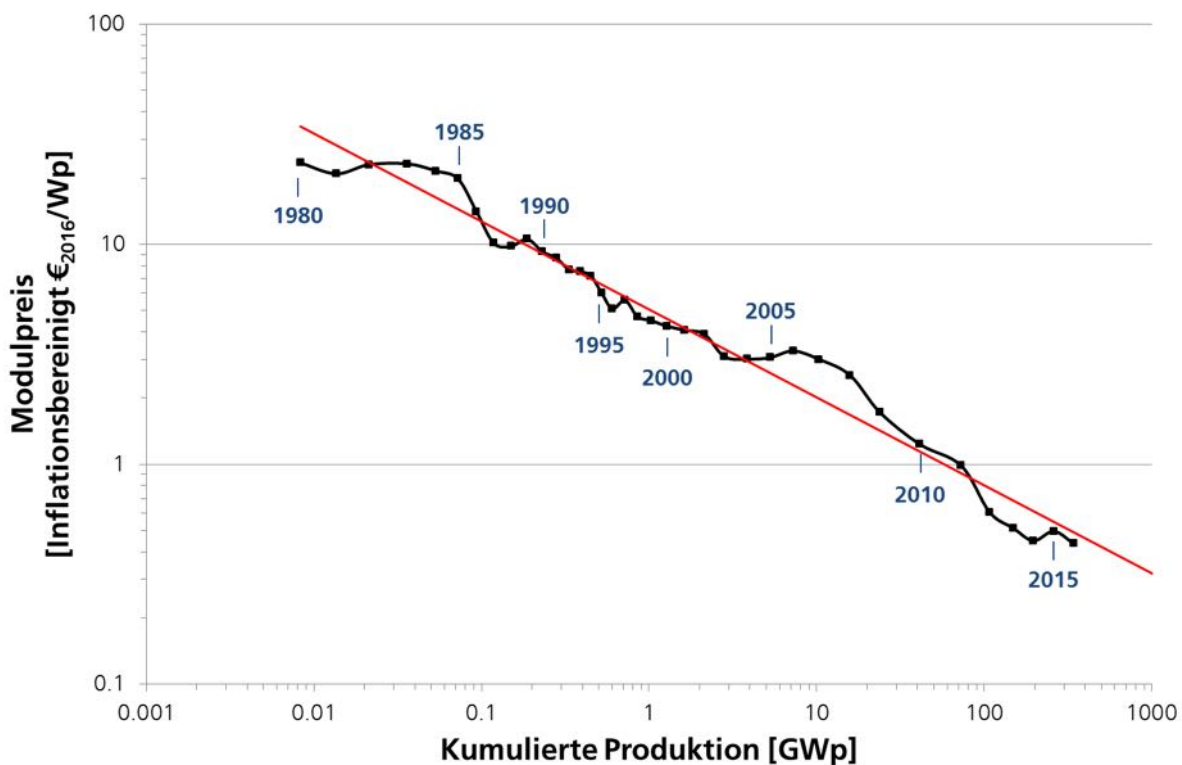


Abb. 2-2 Zeitliche Entwicklung der Preise für PV-Module

Quelle: Fraunhofer ISE (2017)

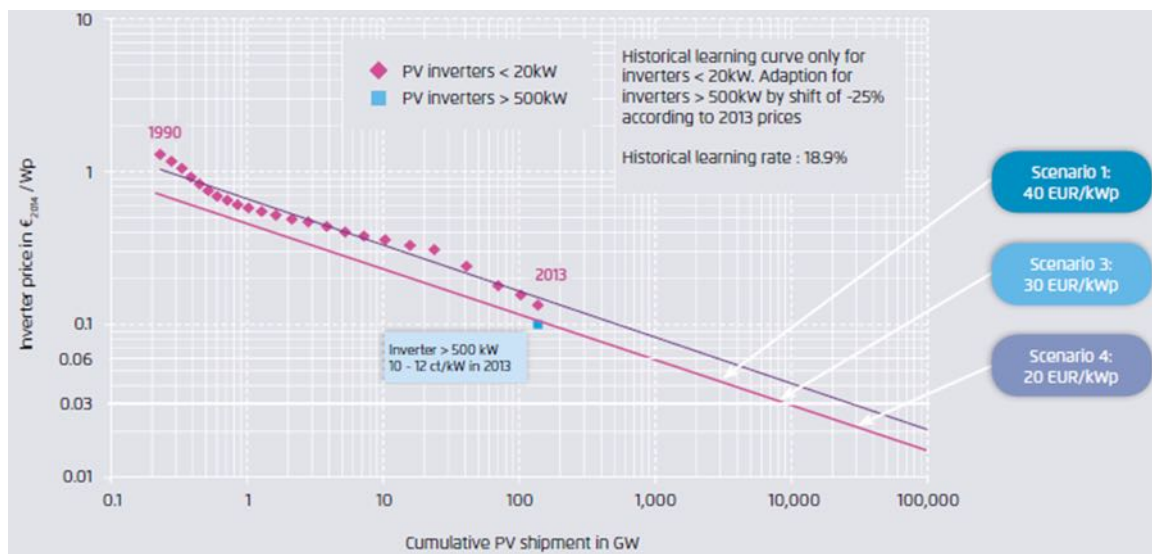


Abb. 2-3 Zeitliche Entwicklung der Preise für PV-Wechselrichter

Quelle: Fraunhofer ISE (2015)

Im Folgenden werden die PV-Technologien kurz in ihrem gegenwärtigen Entwicklungsstand charakterisiert. Die Unterteilung in Kategorien orientiert sich überwiegend an der Schrift „Forschungsziele 2017“ des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien FVEE (FVEE 2017).

2.1 Solarzellen und Module

2.1.1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module

Etwa 93 % aller installierten Module bestehen aus mono- oder multi-kristallinem Silizium (c-Si). Die Verbesserung der Solarzellenwirkungsgrade wurde in Abb. 2-1 gezeigt. Kristalline Si-Solarzellen haben heute hohe Laborwirkungsgrade von 21,9 (multi-c-Si) bis 26,3 (mono-c-Si) Prozent. An dieser Entwicklung hat die deutsche Forschung einen maßgeblichen Anteil. So hält das Fraunhofer ISE den Wirkungsgradrekord für die beidseitig kontaktierte mono-Silizium (25,1 %) und multi-Siliziumzelle (21,9 %). Der Wirkungsgrad von c-Si-Zellen lässt sich noch deutlich erhöhen. Als obere praktische Grenze werden Werte von 27 % gesehen. Verbessert werden konnte auch der Si-Materialeinsatz von 16 g/W_p auf heute 6 g/W_p durch höhere Wirkungsgrade und dünnere Wafer. Die Energierücklaufzeit sank von 3,4 Jahren (1990) auf 1,3 Jahre. Si-Modulwirkungsgrade konnten in 10 Jahren von 12-17 % auf 16-22 % erhöht, die erwartete Lebensdauer von 20 auf 30 Jahre ausgedehnt werden. Für Module werden Wirkungsgrade um 24 % als langfristig realistisch gesehen. Um dies zu erreichen, müssen zum einen verbesserte Solarzellen- und Moduldesigns im Labor entwickelt werden. Zum anderen muss der Abstand zwischen Laborwirkungsgraden und der industriellen Produktion verringert werden. Gerade hier besteht noch ein enormer F&E Bedarf in Bezug auf Prozess- und Produktionstechnologie sowie die Anpassung auf Industrie 4.0.

2.1.2 Stapelzellen auf c-Si und Module

Stapelsolarzellen sind aus unterschiedlichen Materialien mit dann zwei oder mehreren pn-Übergängen zusammengesetzt. Sie können monolithisch zusammengesetzt und damit mit nur Front- und Rückkontakt kontaktiert werden, oder aber jeder pn-Übergang wird separat kontaktiert. Das Ziel ist, durch bessere Ausnutzung des Solarpektrums den theoretischen Wirkungsgrad von Einfachzellen deutlich zu übertreffen. Es gibt verschiedene Halbleitermaterialien, die als Oberzelle(n) auf c-Si-Solarzellen aufgebracht werden könnten. Historisch wurde zum Beispiel amorphes Silizium eingesetzt. Optionen sind auch Perowskite und Chalkoperide. In jüngerer Zeit wurden bereits erfolgreiche Experimente mit III-V-Halbleitern auf Si durchgeführt. So wurde mit einer Dreifachsolarzelle auf c-Si vor kurzem ein Wirkungsgrad von 31,3 % erreicht. Herausforderungen bestehen technisch insbesondere darin, eine hohe Materialqualität in den kombinierten Strukturen zu erreichen. Des Weiteren müssen die Material- und die Produktionskosten gesenkt werden.

Die aktuellen Themen in der Perowskite-Forschung konzentrieren sich auf die Effizienz und die Langzeitstabilität der Solarzellen, alternative Materialien (z. B. Substitution von Pb) und die Entwicklung von industriell anwendbaren Herstellungsverfahren.

Darüber hinaus bieten die Perowskite ein hohes Potenzial für hocheffiziente Stapelzellen insbesondere in Kombination mit Wafer-basierten Silizium- oder CIGS-Solarzellen. Daher steht hier die Zusammenführung der beiden Zelltechnologien (ange-

passte Prozesstemperaturen, sanfte Beschichtungsmethoden, elektronisches, optisches und morphologisches Grenzflächendesign) im Vordergrund.

2.1.3 Dünnschicht-Module aus $\text{CuIn}(\text{Ga})\text{Se}$ (CIGS), CdTe und andere Ansätze

Dünnschichtmodule haben inhärente Vorteile, weil sie in großen Flächen prozessiert werden und weil ihre Herstellung weniger Material und Energie benötigt. Derzeit sind etwa 8 % aller installierten Anlagen mit Dünnschicht-Modulen ausgestattet (60 % CdTe, 25 % CIGS und 15 % a-Si). Mit 21 % bzw. 22,6 % Laborwirkungsgrad haben CdTe und CIGS große wirtschaftliche Potenziale und sind daher interessant als potenzielle Konkurrenz von multi-c-Si (Palm et al. 2015). Deutschland ist bei CIGS technisch sehr gut aufgestellt. So hält das ZSW den aktuellen Rekordwirkungsgrad von 22,6 %. Bei CdTe ist allerdings die Umweltgefährdung durch Cd noch nicht endgültig entschieden.

Die zentralen aktuellen Forschungsthemen der Chalkopyrite-Technologie sind vor allem die Verbesserung des Zell- und Modulwirkungsgrades und die Entwicklung effizienterer und kostengünstiger industrieller Herstellungsverfahren (Materialkosten sowie Equipment/Capex), aber auch die Entwicklung alternativer Materialien (z. B. verbesserte transparente Kontaktschichten) und Bauelementkonzepte (z. B. Rück- und Vorderseitenpassivierung). Im Bereich BIPV sind die Vorteile der Dünnschichttechnologie gegenüber klassischen Wafer-basierten Modulen vor allem die höhere Flexibilität im Design der Module, die Entwicklung von farblichen Alternativen und die Integration von Modultechnologien in Fassadenelemente.

Zusätzlich zu den etablierten Dünnschichttechnologien werden auch einige andere Ansätze verfolgt. So könnten Solarzellen aus dünnen Siliziumschichten auf Glas produziert werden, um Materialkosten zu senken. Die Herausforderungen liegen in der Prozesstechnologie sowie der Erhöhung des Wirkungsgrades. Ein weiterer Ansatz ist die Verwendung von hocheffizienten GaAs-Solarzellen. Diese Materialklasse ist bereits bei Solarzellen für Weltraumanwendungen und bei konzentrierender Photovoltaik etabliert. Um auch für Flachmodulanwendungen wettbewerbsfähig sein zu können, könnten die teuren Substratwafer wiederverwendet werden. Zudem wird daran gearbeitet, die Solarzellenschichten dünner zu machen. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass sowohl der Ansatz Silizium-auf-Glas als auch GaAs auf einem niedrigeren technologischem Reifegrad als CIGS- und CdTe sind. Entsprechend wird bei der Kriterienbewertung bei Bedarf differenziert.

2.1.4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module

Drei- und Mehrfachsolarzellen aus III-V-Halbleitern, also Verbindungen aus der III. und V.-Hauptgruppe des Periodensystems, haben schon seit längerem die höchsten Wirkungsgrade erreicht, im Labormaßstab 46 % und im Modul 38,9 %. Diese Zellen werden in Deutschland als Flachmodulzellen für die Raumfahrt und als Konzentrator-Module für die terrestrische Anwendung in Gegenden mit viel direkter Solarstrahlung entwickelt. Konzentrator-Module mit hohem Konzentrationsgrad (>500) deshalb, weil die sehr komplexen Schichtsysteme (über 40 Schichten) teuer sind und derzeit nur als Konzentratorzellen mit sehr kleinen Flächen wirtschaftlich sein können.

2.1.5 Organische Solarzellen und Module

Organische Solarzellen werden aus organischen Halbleitergemischen in Lösung präpariert und können mit verschiedenen Drucktechniken auf dünne Substrate als Einfach- oder Mehrfach-Solarzellen aufgebracht werden. Ihre Wirkungsgrade liegen derzeit bei etwa 12 % auf kleiner Fläche, es wird ihnen aber sowohl ein großes Wirkungsgradpotenzial als auch, wegen der einfachen Prozessierung, ein großes wirtschaftliches Potenzial zugesprochen.

2.2 PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel

Mit einem Marktanteil von ca. 50 % war Deutschland 2014 führend im PV-Anlagenbau (VDMA 2015). Obwohl keine neueren Zahlen vorliegen, ist höchstens von einem geringen Rückgang des Marktanteils auszugehen. Die oben beschriebenen Innovationen auf Zell- und Modulebene müssen durch den Anlagenbau in die Produktion gebracht werden. Somit deckt sich der Stand der Technik in dieser Kategorie zum großen Teil mit den in Kapitel 2.1 genannten Aspekten. Es sei angemerkt, dass Schwerpunkte des deutschen Anlagenbaus sowohl in der c-Si als auch der CIGS-Technologie liegen. Es bestehen intensive Kooperationen zwischen Industrie und Forschungsinstituten, um effiziente Produktionstechnologien zu entwickeln.

2.3 Systemtechnik

2.3.1 PV-Wechselrichtertechnologie

PV-Wechselrichter haben derzeit einen Wirkungsgrad von etwa 98 % und kosten etwa 10 ct/W_p. Neben der Einspeisung von PV-Energie ins Netz können sie auch lokale Energiespeichersysteme steuern. Neue Aufgaben sind Spannungsstabilisierung im Stromnetz und der Beitrag zur Erhöhung der Übertragungskapazität.

2.3.2 PV Kraftwerke und Systemtechnik

Photovoltaische Kraftwerke sind in Deutschland mittlerweile leistungsfähige und zuverlässige Stromlieferanten. PV-Kraftwerke sind langfristige Investitionen von mindestens 20 Jahren. Um diese langen Betriebszeiten sicherzustellen, sind sowohl zuverlässige Systemkomponenten als auch ein möglichst störungsfreier Betrieb der Kraftwerke essentiell. Entsprechend gilt es auch, die Qualitätssicherung sowie das Monitoring kontinuierlich zu optimieren.

2.3.3 Netzanbindung und Netzführung

Der Netzanbindung von Photovoltaik-Kraftwerken wird eine zunehmende Bedeutung beigemessen, da die Kraftwerke zunehmend in den Netzbetrieb und die Sicherstellung der Netzstabilität eingebunden werden. So müssen PV- und Batteriewechselrichter zunehmend auch netzbildend agieren, um konventionelle Kraftwerke zu unterstützen und diese auch langfristig zu ersetzen.

2.4 Angrenzende Technologien

2.4.1 Bauwerkintegrierte Photovoltaik

Ziel der F&E an energieeffizienten Gebäuden ist es, den Energiebedarf im Gebäudebereich signifikant zu reduzieren und den verbleibenden Energiebedarf durch erneuerbare Energiequellen möglichst effizient zu decken. Die PV kann dazu einen wichtigen Beitrag leisten. Dazu sind maßgeschneiderte Lösungen erforderlich, die insbesondere eine sichere und effiziente Einbindung der PV in die Gebäudehülle und den Gebäudebetrieb sicherstellen.

Dabei stehen insbesondere Forschungsthemen wie die sich ergebende Kombination aus energieerzeugendem Solarmodul und Funktionselement der Gebäudehülle im Fokus sowie die Entwicklung von geeigneten Designkonzepten die einen hohen Akzeptanzgrad bei Bauherren und Architekten erreichen und somit mittelfristig eine Marktrelevanz erzielen.

2.4.2 PV-Leistungsprognose

Bei wachsender Durchdringung des Strommarktes mit Wind- und Sonnenenergie ist es wichtig, die zeitlichen Schwankungen dieser Energien möglichst genau vorherzusagen, um an der Strombörse und in Bezug auf die Stromversorgung möglichst rechtzeitig die richtigen Entscheidungen vorzubereiten. Weiterhin ist die zuverlässige Prognose für den wirtschaftlichen und netzdienlichen Betrieb von Speichern sowie für andere Ausgleichsmaßnahmen entscheidend. Die Vorhersagegenauigkeit ist bereits deutlich verbessert worden. Trotzdem sind noch weitere Anstrengungen nötig, um den Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien sicherer zu prognostizieren.

2.4.3 Recycling von Modulen und Wertstoffen

Die PV ist ein relativ junges Technologiefeld mit langen Lebensdauern, so dass Abbau und Entsorgung alter Anlagen bisher noch keine große Rolle gespielt haben. Mit wachsender Verbreitung von PV-Anlagen und größeren Fertigungskapazitäten werden aber Fragen des Recyclings und der Endlagerung eine wichtige Rolle spielen. Das gilt auch für Repowering, also das Ersetzen älterer PV Anlagen durch neuere, effizientere Produkte. Generell ist in Bezug auf Nachhaltigkeitsfragen in der gesamten Prozesskette noch F&E-Arbeit zu leisten.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Vorbemerkung

Im 6. Energie-Forschungsprogramm der Bundesregierung galt als das Hauptziel für die PV die Entwicklung aller PV-Technologien in Richtung Marktreife. Für die zukünftige Entwicklung wurden in den letzten Jahren durch die Politik einschneidende Vorgaben gemacht:

- 1 | Es wurde beschlossen, bis 2022 vollständig aus der Kernenergie auszusteigen. Alle Atomkraftwerke müssen durch andere Energieträger ersetzt werden.
- 2 | Es wurde beschlossen, eine umfassende Energiewende durchzuführen, um den drohenden Klimawandel einzudämmen. Die globalen Ziele wurden 2015 im Pariser Abkommen festgelegt und müssen nun national umgesetzt werden.

Unter dem Ziel der Minimierung der Kosten des Gesamtenergiesystems kommt der PV, zusammen mit der Windenergie, dabei eine wichtige Aufgabe zu, die in den Szenarien zwar verschieden hoch ausfällt, aber immer eine Steigerung der PV am Energiemix in Deutschland von 400 bis 600 % im Vergleich zum Jahr 2015 enthält. Für den zügigen Aufbau und den laufenden Betrieb dieser Generatorkapazität sind damit jährlich mindestens 6 GW_p Zubau- bzw. Ersatzmodule notwendig.

Dies kann nur gelingen, wenn alle Teile eines PV Systems hin zu

- kostengünstigeren
- langlebigeren
- materialsparenderen (recyclingfähigen)

Lösungen entwickelt werden. Neben diesen ökonomischen und ökologischen Aspekten ist die Weiterentwicklung hinsichtlich der Wirkungsgrade von großer Bedeutung, da sie helfen kann, neue Märkte zu erschließen. Innovative PV-Module für die effiziente Integration in Gebäude, Bauwerke, Verkehrswege oder sogar in Fahrzeughüllen erweitern das verfügbare Flächenpotenzial. So könnten leichtgewichtige, hocheffiziente Module etwa bei Elektrofahrzeugen einen Teil der Batterieladung übernehmen, den Standby-Verbrauch reduzieren und die Reichweite erhöhen. Die F&E Themen dafür werden in Kapitel 5 skizziert. Die Förderung der PV F&E ist daher für die vereinbarten Klimaziele unabdingbar.

Die deutsche PV-Zell- und Modul-Industrie hat nach einem starken Wachstum bis etwa 2011 eine Stagnation und dann einen Rückgang erlitten. Dieser wurde durch eine weltweite Überproduktion von PV-Modulen in den Jahren nach 2011 verursacht, nachdem insbesondere in China sehr große Fertigungskapazitäten (weitgehend auch mit deutscher Anlagen-Technologie) aufgebaut worden waren. Darunter hat insbesondere die Solarzellen- und Modulfertigung in Deutschland gelitten.

Im Hinblick auf den durch die Energiewende erforderlichen großen Ausbau der PV-Installation in Deutschland und weltweit ist es wichtig, dass auch die deutsche produzierende Zell- und Modul-Industrie erhalten bleibt. Dies hat zudem die politische Dimension, dass sich Deutschland nicht von Importen im Bereich der Energieversorgung abhängig macht. Um dies zu erreichen ist es wichtig, dass die deutsche PV-Industrie die Technologieführerschaft behält beziehungsweise zurückgewinnt. Dafür ist es notwendig, dass in den Forschungslabors entwickelte Spitzenprodukte zeitnah

in die industrielle Fertigung überführt werden. Hier kann gezielte staatliche Förderung eine wichtige Aufgabe erfüllen.

3.2 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Zunächst werden die Vorlaufzeiten, also die Dauer bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage für die Photovoltaik, eingestuft (Tab. 3-1). Eine kommerzielle Anlage ist dabei eine Anlage, die gekauft und betrieben werden kann. In Tab. 1-2 sind die Technologien der Photovoltaik spezifiziert worden. Eine Herausforderung in Bezug auf die Vorlaufzeiten ist, dass viele Technologien bereits im Markt etabliert sind, z. B. Silizium-Solarzellen, Dünnschicht-Solarzellen etc. Es gibt aber in allen Kategorien auch gänzlich neue Ansätze, die auf niedrigen Technology Readiness Level (TRL)-Niveaus sind und noch nicht im Markt etabliert sind. Entsprechend der Definition des Kriteriums und um die Tabelle nicht zu detailliert werden zu lassen, *werden hier nur die Technologien genannt, bei denen noch keine Variante das TRL-Niveau 9 erreicht hat.*

Es existieren bereits mindestens erste Laborprototypen für Stapelsolarzellen auf c-Si, Silizium-auf-Glas, GaAs-Flachmodule sowie Organische Solarzellen und Module. Diese müssen nun noch weiter optimiert und in industrielle Produktionsskalen überführt werden. Es ist davon auszugehen, dass die kommerzielle Marktreife bis 2030 erreichbar ist, sofern eine ausreichende F&E-Förderung gewährleistet ist. Dies wird sowohl für die 80 %- als auch für die 95 %-Szenarien angenommen, so dass der Zeitpunkt der Marktreife nicht signifikant von den Szenarien abhängt.

Für das Recycling von Modulen und Wertstoffen existieren bereits Verfahren. In den nächsten Jahren ist mit einer signifikant steigenden Zahl von Altmodulen zu rechnen, da die ersten größeren Installationen bereits mehr als zwanzig Jahre zurückliegen und zudem das Repowering immer präsenter wird. Deshalb wird davon ausgegangen, dass kommerzielle Anlagen zum Modul- und Wertstoffrecycling bereits 2020 existieren.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung im Technologiefeld Photovoltaik

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

A2 Stapelzellen auf c-Si und Module

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>

A3 Silizium-auf-Glas, GaAs-Flachmodule

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>

A5 Organische Solarzellen und Module

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>

D3 Recycling von Modulen und Wertstoffen

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2030 <input type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2030 <input type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>

3.3 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Die in Tab. 1-2 aufgezeigten Technologien der Photovoltaik befinden sich in verschiedenen Entwicklungsstadien. Zur Einordnung wird das international verwendete Konzept des Technology Readiness Levels (TRL) verwendet. Es ist dabei zu beachten, dass in den einzelnen Technologiekategorien (Silizium-Photovoltaik etc.) Technologievarianten mit unterschiedlichen TRL vorliegen. Für die Einordnung wird der Schwerpunkt des aktuellen Entwicklungsstandes verwendet. Es müssen jedoch ggf. mehrere TRL für eine Kategorie angegeben werden. Es sei somit nochmals betont, dass selbst bei einer Einordnung in einem hohen TRL auch Forschungsfragen auf niedrigem TRL bestehen können. Tab. 3-2 zeigt die sich ergebene Einteilung nach TRL.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Photovoltaik

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	A1	A2	A3 (CIGS, CdTe)	A3 (GaAs etc.)	A4	A5	B	C	D1	D2	D3
Grundlagenforschung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionsfähigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level

A1 = Kristallines Silizium, A2 = Stapelzellen auf c-Si und Module, A3 = Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS) CdTe, A3 = Dünnschicht-Module aus c-Si GaAs, A4 = III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module, A5 = Organische Solarzellen und Module, B = PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel, C = Systemtechnik, D1 = Bauwerkintegrierte Photovoltaik, D2 = PV-Leistungsprognose, D3 = Recycling von Modulen und Wertstoffen

Die zukünftigen Eigenschaften von Technologien, die sich derzeit im (oder vor dem) F&E-Stadium befinden, lassen sich grundsätzlich nur sehr eingeschränkt exakt antizipieren. In Tab. 3-3 werden die technischen und wirtschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsrisiken der Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik eingestuft.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Photovoltaik

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
A1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarz.) und Module, B PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel, C1 PV-Invertertechnologie, C2 Netzanbindung und Netzführung, D1 Bauwerkintegrierte Photovoltaik, D2 PV-Leistungsprognose, D3 Recycling von Modulen und Wertstoffen						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
A3 Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
A2 Stapelzellen auf c-Si und Module, A6 Neuartige Solarzellen						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
A3 Dünnschicht-Module aus c-Si, GaAs, A4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module, A5 Organische Solarzellen und Module						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

Im Folgenden wird das Technologiefeld Photovoltaik anhand von zehn weiteren Kriterien nach Vorlage des Kriterienrasters (*Teilbericht 1*) bewertet. Die Kriterien 3 bis 12 wurden anhand der Ziele des Energieforschungsprogramms entwickelt und den drei Gruppen „Klimapolitik & Energiewirtschaft“, „Positionierung deutscher Unternehmen“ sowie „Technologieoffenheit & Systemaspekte“ zugeordnet.

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die Photovoltaik hat in den vergangenen Jahrzehnten ein rasantes Marktwachstum realisiert und sich mittlerweile als wesentliche Technologie zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien weltweit etabliert. Die mittlere jährliche Wachstumsrate (CAGR) der weltweiten PV-Installationen betrug 42 % zwischen dem Jahr 2000 und 2015 (Fraunhofer ISE 2017). Ende 2015 waren weltweit 231 GW_p und in Deutschland 39,6 GW_p Photovoltaik Leistung installiert. Damit wurden 235 TWh bzw. 38,4 TWh elektrische Energie erzeugt und 1 % bzw. 7 % des Stromverbrauchs gedeckt (Fraunhofer ISE 2017). Jedoch haben erst 21 Länder mehr als ein GW_p an PV-Leistung installiert und auch in Ländern mit signifikanter PV-Stromerzeugung wird noch hohes Potenzial gesehen. Die installierte PV-Leistung wird also auch in Zukunft noch deutlich wachsen. Entsprechend sehen praktisch alle Energieszenarien ein großes Marktpotenzial, wie im Folgenden zusammenfassend dargestellt wird.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Abb. 4-1 und Abb. 4-2 stellen die weltweite Stromerzeugung durch die Photovoltaik und die installierte PV-Leistung aus ausgewählten Szenarien dar. Alle Prognosen sehen einen deutlichen Anstieg der Stromerzeugung aus Photovoltaik voraus. Die Bandbreite für das Jahr 2050 von 1.096 TWh (803 GW_p) bis 13.613 TWh (9.295 GW_p) ergibt sich aus den unterschiedlichen Annahmen der Szenarien (siehe auch Tab. 4-1). Die Szenarien unterscheiden sich insbesondere in Bezug auf das zugrunde liegende Klimaziel. So erfordert eine Reduktion des Temperaturanstiegs auf 2 °C (oder weniger) deutlich höhere PV-Kapazitäten.

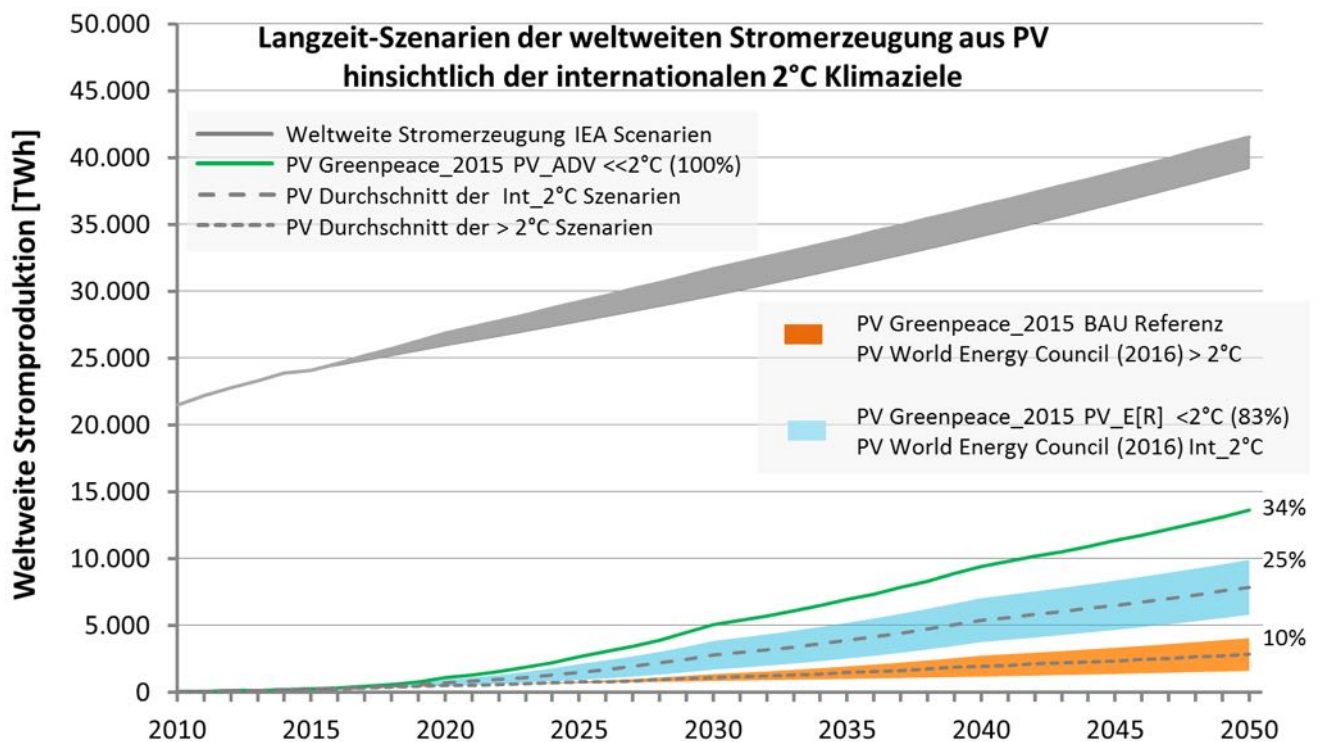


Abb. 4-1 Weltweite Stromerzeugung aus Photovoltaik und der Anteil an der gesamten Erzeugung bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien

Quelle: historische Werte PV: Greenpeace (2015) und IHS; Szenarien: World Energy Council (2016) und Greenpeace (2015); Weltweite Brutto-Stromerzeugung: historische Werte: BP (2016); Szenarien: IEA 2016a und IEA (2016b)

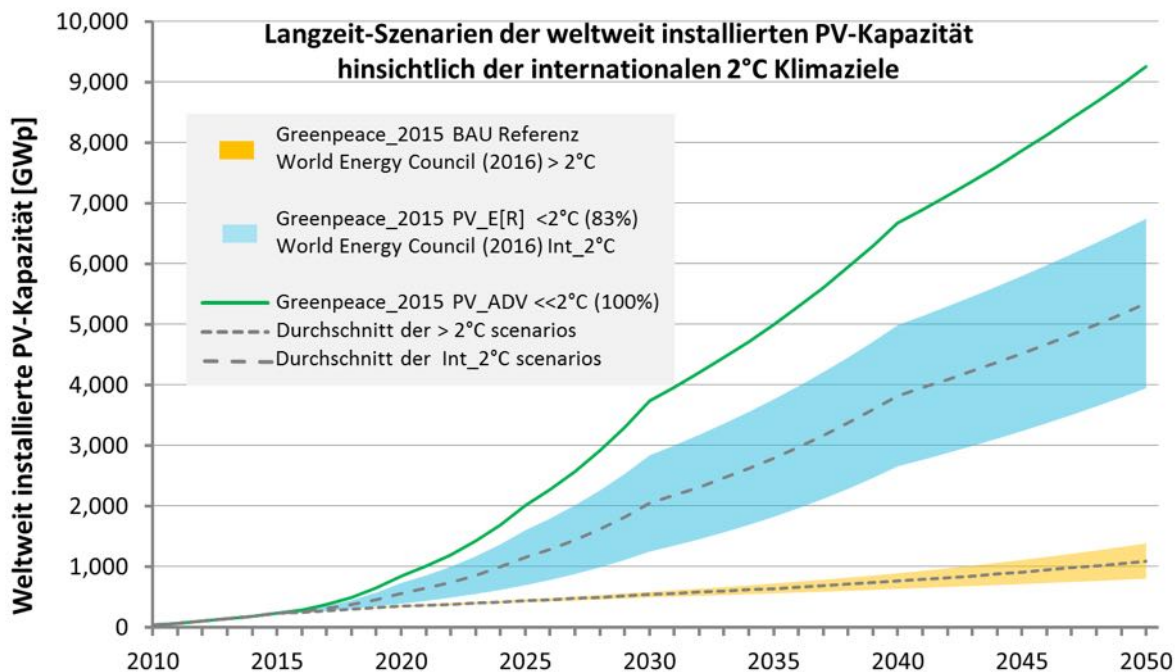


Abb. 4-2 Weltweit installierte PV-Kapazität bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien

Quelle: historische Werte PV: Greenpeace (2015) und IHS (2016); Szenarien: World Energy Council (2016) und Greenpeace (2015)

Tab. 4-1 zeigt eine Auswertung der Studien, die das Energiesystem unter der Prämisse der Beschränkung des globalen Temperaturanstiegs auf 2 °C oder besser modellieren. Dabei ist zu beachten, dass nur einzelne der relevanten Szenarien ein solches Klimaziel als Rahmenbedingung setzen. Andere PV-Szenarien fokussieren beispielsweise auf eine Minimierung der Kosten beim Übergang vom heutigen zum künftig auf Erneuerbaren basierenden Energiesystem (siehe Fraunhofer ISE 2015).

Als Referenzwert wird eine weltweite Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2014 von 190 TWh bei einer installierten Leistung von 176 GW_p verwendet (World Energy Council 2016: 2 °C-Ziel (450 Szenario)). Selbst das verwendete Business-as-Usual Szenario, welches eine Klimaerwärmung um mehr als 2 °C prognostiziert, sieht einen deutlichen Zubau an PV-Kapazität vor (World Energy Council 2016: > 2 °C Szenarien). Um das Klimaziel von 2 °C oder besser zu erreichen, bedarf es noch deutlich höherer PV-Stromerzeugung. Tab. 4-2 zeigt die Marktpotenziale entsprechend des Zuwachses der installierten Leistungen auf.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Photovoltaik (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (B.A.U.)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	TWh (GW _p)		TWh (GW _p)		TWh (GW _p)
	Min	Max	Min	Max	(Nur ein Szenario)
2014			190 (176)		
2020	408 (332)	482	501	942	1.090 (844)
2030	630 (494)	1.369	1.694	3.844	5.067 (3.725)
2040	832 (635)	2.746	3.760	7.054	9.442 (6.678)
2050	1.096 (803)	4.068	5.802	9.914	13.613 (9.295)

Quelle: BAU Min: Greenpeace 2015, PV_Referenzprognose; BAU Max: World Energy Council 2016; > 2°C; INT_2°C Min: World Energy Council (2016), = 2°C; INT_2°C Max: Greenpeace 2015, PV_E[R] <2°C (83 %); INT_besser_2°C: Greenpeace 2015, PV_ADV <<2°C (100 %); 2014: World Energy Outlook 2016

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Photovoltaik

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	TWh (GW _p)		TWh (GW _p)		TWh (GW _p)
	Min	Max	Min	Max	(Nur ein Szenario)
2014 – 2020	218 (156)	292	311	752	900 (668)
2021 – 2030	222 (162)	887	1.193	2.902	3.977 (2881)
2031 – 2040	202 (141)	1.377	2.066	3.210	4.375 (2953)
2041 – 2050	264 (168)	1.322	2.042	2.860	4.171 (2617)

Quellen: siehe Tab. 4-1.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

In dem in diesem Papier vorgegebenen Referenzjahr (2014) betrug die Bruttostromerzeugung durch die Photovoltaik in Deutschland 36 TWh mit einer installierten Leistung von 38 GW_p (AG Energiebilanzen 2017). Entsprechend der in Abb. 4-3 dargestellten Prognosen ausgewählter Energieszenarien ist ein signifikanter Zubau erforderlich, um die Klimaziele zu erreichen. Die Szenarien unterscheiden sich zum einen in den angesetzten CO₂-Reduktionszielen für das Jahr 2050. Zum anderen liegen verschiedene Entwicklungen des Energiesystems zu Grunde. Das technische Potenzial von Photovoltaik in Deutschland wird konservativ mit 275 GW_p (248 TWh) abgeschätzt (Umweltbundesamt 2014). Vor diesem Hintergrund erscheint auch der angegebene ambitionierteste Wert von 290 GW_p (283 TWh) möglich.

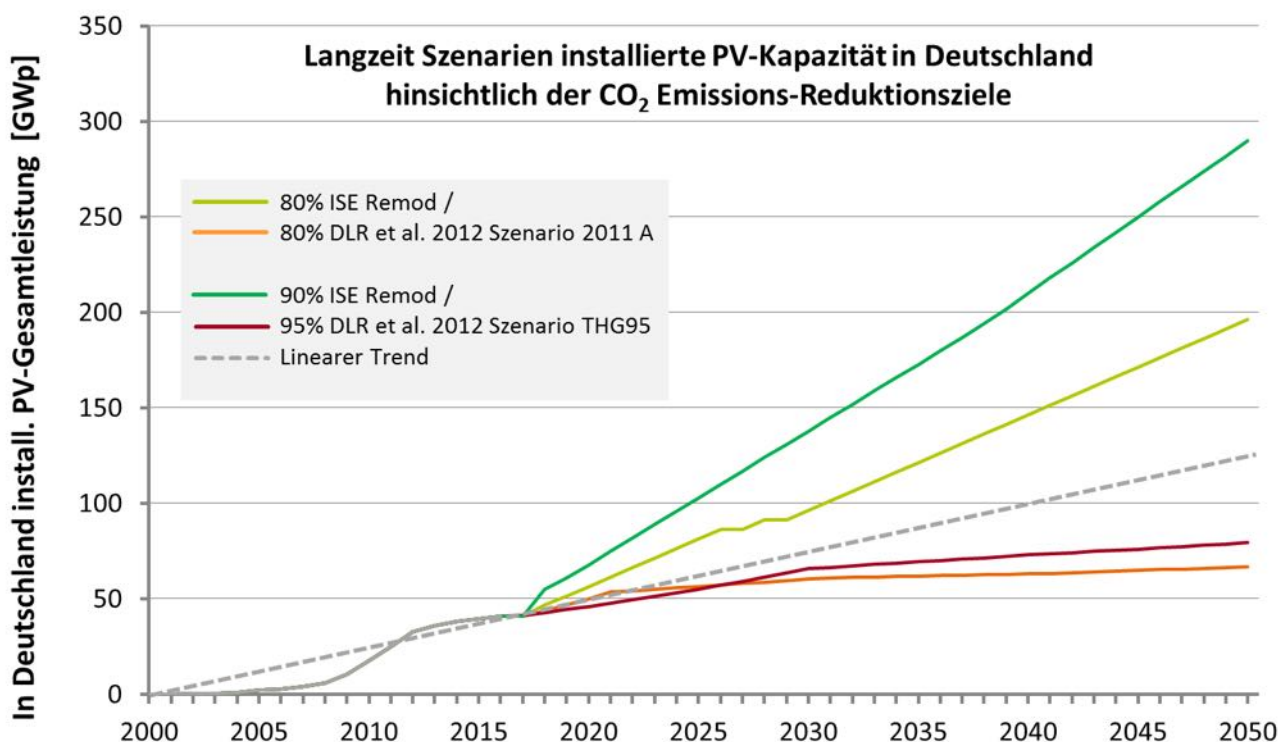


Abb. 4-3 PV-Marktpotenzial in Deutschland bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien

Quelle: Min 80 %: DLR et al. (2012); Max 80 %: ISE Remod #03; Min 95 %: DLR et al. (2012); Max 90 %: ISE Remod #09

Tab. 4-3 stellt die Bandbreite eines Business-As-Usual Szenarios (CO₂-Reduktion und Quelle) anderen Szenarien gegenüber, welche eine CO₂-Reduktion von 80 % bzw. 95 % realisieren. Tab. 4-4 zeigt die sich daraus ergebenden Marktpotenziale auf.

Tab. 4-3 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Photovoltaik (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (B.A.U.)	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh (GW _p)	TWh (GW _p)		TWh (GW _p)	
		Min	Max	Min	Max
2020	43 ¹ (44,1)	45,1 ² (53,5)	59,8 ³ (61,3)	38,4 ⁴ (46)	66,2 ⁵ (67,9)
2030	54 ¹ (55,4)	55,1 ² (61)	98,8 ³ (101,3)	61,4 ⁴ (67,9)	134,4 ⁵ (137,9)
2040	49,3 ¹ (50,6)	59 ² (63,3)	147,5 ³ (151,3)	70 ⁴ (75,2)	204,6 ⁵ (209,9)
2050	59,2 ¹ (60,7)	63,8 ² (67,2)	196,3 ³ (201,3)	77,7 ⁴ (81,8)	282,6 ⁵ (289,9)
Umrechnung GWp in TWh über Faktor 0,975 aus angenommenen Volllaststunden bei ¹ , ³ und ⁵					

Quellen:

¹Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015, Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012);

²DLR et al. (2012) Szenario 2011 A; PV-Stromerzeugung

³ISE Remod DE – max, 80/gering/H2/n.b.; Tab. #03

⁴DLR et al. (2012) PV-Obergrenze (Szenario THG95)

⁵ISE Remod DE – max 90/amb/Mix/beschl.; Tab. #09

Tab. 4-4 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Photovoltaik

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh (GW _p)		TWh (GW _p)	
	Min	Max	Min	Max
2014 - 2020	9.1 (15.5)	23.8 (23.3)	2.4 (8)	30.2 (29.9)
2021 - 2030	10 (7.5)	39 (40)	23 (21.9)	68.2 (70)
2031 - 2040	3.9 (2.3)	48.7 (50)	8.6 (7.3)	70.2 (72)
2041 - 2050	4.8 (3.9)	48.8 (50)	7.7 (6.6)	78 (80)

Quellen: siehe Tab. 4-3

Verifizierung mittels Analyse der implizierten Wachstumsraten

Um die maximalen Werte der weltweiten Szenarien (Tab. 4-1) im Jahr 2050 ausgehend vom Referenzjahr 2014 zu erreichen, sind mittlere, jährliche Wachstumsraten (CAGR) von 11,6 % p. a. (2 °C) bzw. 12,6 % p. a. (besser als 2 °C) erforderlich. Diese Werte erscheinen durchaus realistisch in Anbetracht der Tatsache, dass in den letzten fünf Jahren mittlere, jährliche Wachstumsraten (CAGR) von über 42 % erreicht wurden.

Bei den nationalen Szenarien wird der angegebene ambitionierteste Wert von 290 GWp (283 TWh) betrachtet (Tab. 4-3). Um diesen zu erreichen, wären mittlere jährliche Wachstumsraten von 5,8 % p. a. im Vergleich zum Referenzjahr 2014 erforderlich – im Zeitraum zwischen 2000 und 2016 lagen die mittleren, jährlichen Wachstumsraten bei knapp 50 %.

Monetarisierung des Marktpotenzials

Eine Monetarisierung des Marktpotenzials findet sich in Tab. 4-9 in Kapitel 4.5.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Photovoltaikanlagen verursachen im Betrieb weder CO₂- noch andere Emissionen. Lediglich bei der Herstellung der Komponenten eines PV-Systems (Solarzellen, Module, Wechselrichter etc.) können Emissionen entstehen. Diese hängen stark von den Rahmenbedingungen, insbesondere dem Strommix am Produktionsstandort ab.

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Auf Basis des in Tab. 4-3 dargestellten nationalen Marktpotenzials wurden die Potenziale zur Vermeidung der Treibhausgasemissionen als Differenz zwischen der Technologie und der Referenztechnologie berechnet. Entsprechend der Vorgaben wurde ein Emissionsvermeidungsfaktor von 0,873 (für 2030) und 0,82 (für 2050) CO₂ kg/kWh_{el} (BDEW 2015) verwendet. Diesen Faktoren liegt die Annahme zu Grunde, dass hauptsächlich Strom aus Stein- und Braunkohlekraftwerken verdrängt wird. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tab. 4-5 dargestellt. Es sei angemerkt, dass die Bandbreiten nur Szenarien berücksichtigen, die eine CO₂-Reduktion von 80 % bzw. 95 %/90 % erreichen. Wie in Kapitel 4.1 dargestellt, ist die Bandbreite der prognostizierten PV-Stromerzeugung deutlich größer. Unter Berücksichtigung der Bandbreite in Abschnitt 4.1 ergibt sich ein Emissionsminderungspotenzial zwischen 4 und 112 Mio. t CO₂-äq./a für das 80 %-Szenario und zwischen 15 und 183 Mio. t CO₂-äq./a für das 95 %/90 %-Szenario im Jahr 2050.

Zu berücksichtigen ist, dass die vorgelagerten Emissionen beim Bau der Produktionsanlagen weniger als 10 % zu den Gesamtemissionen beitragen und somit entsprechend der Vorgaben nicht berücksichtigt werden.

Tab. 4-5 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Photovoltaik in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	2 – 15	2 – 21
2030	1 – 39	6 – 70
2040	8 – 82	17 – 130
2050	4 – 112	15 – 183

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Quellen: Errechnet aus Werten aus Tab. 4-3 als jeweilige Differenz zu Referenzszenario ¹Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015 Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012).

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Andere Emissionen (NO_x, Feinstaub, etc.) entstehen bei der Produktion von PV-Systemen nur in geringem Umfang und werden als nicht relevant gesehen. Der Betrieb von PV-Kraftwerken verdrängt die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, die nicht unerheblich solche Emissionen generieren.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Photovoltaik verbraucht im Betrieb keine Primärenergie. Entsprechend ermöglicht die Photovoltaik eine Reduktion des Primärenergieeinsatzes im Vergleich zur Referenztechnologie. Tab. 4-6 stellt den vermiedenen Primärenergieeinsatz durch Photovoltaik für die Bandbreiten des Technologieeinsatzes aus Kriterium 3 (Tab. 4-3) dar. Zum Vergleich: Im Jahr 2015 lag der gesamte Primärenergieverbrauch in Deutschland bei 320,6 mtoe, welches 13.398 PJ entspricht (BP 2016). Im Jahr 2050 bedeutet die Differenz zwischen stärkstem Ausbau der Photovoltaik im Vergleich zum Referenzszenario einen jährlich vermiedenen Primärenergieeinsatz in Höhe von 6 % absolut; bei kumulierter Betrachtung sind es 7,5 % des jährlich vermiedenen Primärenergieeinsatzes.

Tab. 4-6 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Photovoltaik in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	8 – 60	8 – 84
2030	4 – 161	27 – 290
2040	35 – 354	75 – 559
2050	17 – 493	67 – 804

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Für die Photovoltaik konnten bereits enorme Kostenreduktionen erreicht werden. So sanken die PV-Modulpreise in den letzten 10 Jahren von 3,27 Euro/W_p in 2006 auf 0,44 Euro/W_p in 2016 (Fraunhofer ISE 2017). Dies entspricht einer Reduktion um 87 %. Im selben Zeitraum sanken die durchschnittlichen Systempreise für kleinere Aufdachanlagen (10-100 kW_p) um 73 % von 4700 €/kW_p auf 1270 €/kW_p. Eine Megawatt-Freiflächenanlage hat noch niedrigere spezifische Netto-Gesamtkosten von knapp unter 1.000 €/kW_p.

Auch in Zukunft wird noch signifikantes Kostenreduktionspotenzial für die Photovoltaik gesehen, wie beispielweise in (Fraunhofer ISE 2015) untersucht wird. So könnten die Preise von PV-Modulen in Abhängigkeit von der Marktentwicklung bis 2050 bis auf ein Niveau von 0,14 €/W_p sinken. Für die Systemkosten für Freiflächenanlagen wird ein Niveau zwischen 280 €/kW_p und 610 €/kW_p erwartet (vgl. auch Abb. 1-2). Die Stromgestehungskosten für PV-Elektrizität wird in Süddeutschland im Jahr 2050 im Bereich von 2,5 bis 4,4 ct/kWh liegen – selbst im konservativsten Marktszenario wird von Kosten zwischen 3,4 bis 4,4 ct/kWh ausgegangen. In Südspanien werden die Stromgestehungskosten im Jahr 2050 zwischen 1,8 und 3,1 ct/kWh liegen.

Auch Prognos prognostiziert eine durchschnittliche jährliche Kostensenkung in Höhe von 2,0 % für PV-Aufdachanlagen auf Wohngebäuden und 1,5 % für PV-Freiflächen (Prognos 2015). Die IEA erwartet bis zum Jahr 2040, dass die Investitionskosten für PV um 20 bis 70 % (IEA 2016b) sinken.

Teilkriterium 6.1 Einsparung direkter und indirekter Kosten

Entsprechend der Vorgaben dieser Studie ist in Tab. 4-7 das Kosteneinsparpotenzial durch den Einsatz von Photovoltaik im Vergleich zur Referenztechnologie abgeschätzt. Dabei wird von einem Strompreis von 12,1 ct/kWh (entsprechend dem AMS-Szenario) für den durch die Photovoltaik verdrängten Strom ausgegangen. Entsprechend der Vorgaben wird ein Zinsniveau von 4 % angenommen. Unter Verwendung des im Rahmen der Studie (Fraunhofer ISE 2015) zur Verfügung gestellten LCOE-Berechnungs-Tools (Agora Energiewende 2015) ergeben sich für Deutschland zum

Beispiel im Jahr 2050 Stromgestehungskosten für Photovoltaik zwischen 2,2 und 5,3 ct/kWh. Auf Basis der erzeugten Strommengen aus Tab. 4-3 ergeben sich die in Tab. 4-7 dargestellten Kosteneinsparpotenziale.

Tab. 4-7 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch das Technologiefeld Photovoltaik in Deutschland im Jahr 2050 im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0 – 0,3	0,1 – 0,6
2030	0 – 2,0	0,6 – 6,1
2040	0,8 – 7,7	2,6 – 19,4
2050	0,5 – 14,6	3,0 – 36,6

Teilkriterium 6.2 Externe Kosten

Die Nutzung der Photovoltaik erzeugt höchstens marginale externe Effekte. Aus diesem Grund wird auf die Berechnung der externen Kosten verzichtet.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Zur Beurteilung der inländischen Wertschöpfung der Photovoltaik ist es wichtig, die gesamte Wertschöpfungskette zu betrachten. Diese kann vereinfacht in die folgenden Stufen unterteilt werden:

- Anlagenbau (z. B. Turnkey Produktionslinien)
- Herstellung von Ausgangsprodukten und Hilfsstoffen (z. B. Poly-Silizium)
- Zell- und Modulproduktion
- Systemkomponenten (z. B. Wechselrichter, Untergestelle, Tracker)
- Dienstleistungen (z. B. Installation, Monitoring, Simulations-/Auslegungs-Software)

Als zentral wird die Produktion von Photovoltaikmodulen angesehen („upstream“), mehr Arbeitskräfte werden aber für die Installation von PV-Anlagen zur Stromerzeugung („downstream“) gebraucht, siehe Abb. 4-4 und Abb. 4-5. An diese beiden Teile der Wertschöpfungskette ist eine Vielzahl von Zulieferfirmen angebunden, die auch der PV-Branche zuzurechnen sind. Dies reicht von den Produzenten von Materialien wie Poly-Silizium, Glas und Polymeren über Hersteller von Produktionsanlagen für alle Stufen der Modul-Fertigung bis zu den Lieferanten von System-Komponenten wie Wechselrichter und Modul-Aufständern.

Upstream kristallines Si

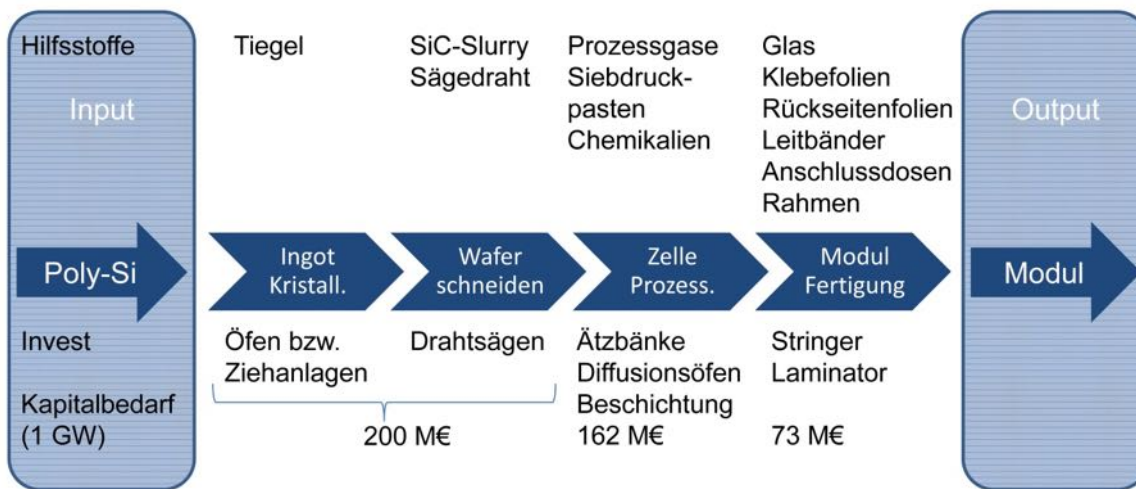


Abb. 4-4 Upstream-Wertschöpfungskette für die Produktion von kristallinen Solarmodulen

Quelle: PSE AG



Abb. 4-5 Downstream-Wertschöpfung

Quelle: PSE AG

Der Umsatz der Photovoltaikbranche in Deutschland im Jahr 2014 wird mit 2,21 Mrd. € angegeben (O'Sullivan et al. 2015). Dies entsprach einem Rückgang von 38 % im Vergleich zum Vorjahr, wobei vor allem der sinkende Umsatz im Bereich der Planung und Installation als ursächlich gilt. Die Investitionen sanken von 2013 auf 2014 um etwa 45 % auf 2,32 Mrd. €. Dies korreliert mit der reduzierten neu installierten Leistung. Durch steigende Auslandsgeschäfte sank der Umsatz jedoch nicht im selben Maße wie die Investitionen. Im Jahr 2014 zählte die Photovoltaikbranche in Deutschland 38.300 Beschäftigte. Die Beschäftigung durch Investitionen (einschl. Export) betrug 27.200 und durch Wartung & Betrieb 11.100 (O'Sullivan et al. 2015). Aktuellere Zahlen liegen leider nicht vor.

Der Exportanteil ist in der PV-Industrie vergleichsweise hoch – zumeist zwischen 50 und 90 %. Im Maschinenbau erreichte gemäß VDMA die Exportquote deutscher Photovoltaik-Zulieferer in den ersten neun Monaten des Jahres 2016 den Rekordwert von 89 Prozent; in anderen Worten: Der heimische Markt ist nahezu unbedeutend, während viele internationale Produzenten auf Produktionstechnologie „Made in Germany“ setzen.

Die Produktionskapazitäten zur Modulfertigung in Deutschland gingen in den letzten Jahren auf Grund des starken Wettbewerbsdrucks aus Asien drastisch zurück. Erhe-

bungen im Oktober 2016 ergaben eine Produktionskapazität von 2,5 GWp für PV-Module in Deutschland. Dies entspricht ca. 2,3 % der weltweit vorhandenen Produktionskapazität (Sonne Wind & Wärme 2016).

Im Bereich der Systemkomponenten ist Deutschland sehr gut aufgestellt. Als Beispiel zeigt Abb. 4-6 die im deutschen Markt eingesetzten Wechselrichter im Jahr 2015, die mehrheitlich aus Europa stammen; ein Drittel sogar von Herstellern, die ihren Stammsitz in Deutschland haben; dies sind die Marken SMA, Kaco und Kostal. Hinsichtlich weltweitem Umsatz war SMA immer noch führend – verlor in den letzten Jahren jedoch an Weltmarktanteilen.

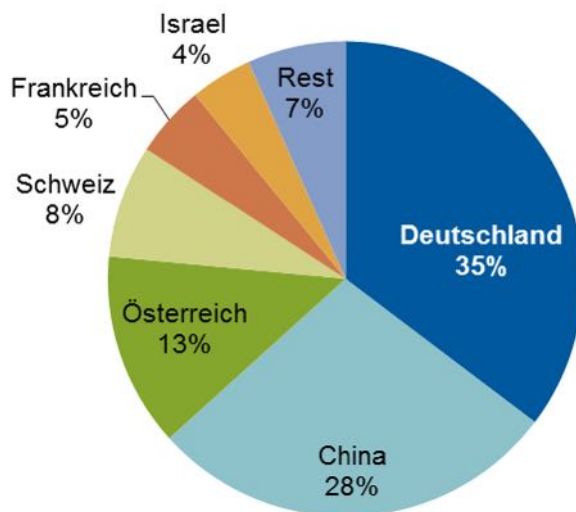


Abb. 4-6 Lieferanten für in Deutschland verbaute PV-Wechselrichter auf Basis der Nominalleistung in MW_p

Quelle: Schätzungen IHS (2016)

Im Installations- und Dienstleistungssegment haben deutsche Firmen einen Marktanteil von nahezu 100 % am deutschen Markt. Durch den Rückgang der Installationszahlen ist auf diesem Gebiet ein signifikanter Teil der Wertschöpfung verloren gegangen. Letztlich treibt der heimische Ausbau die ökonomische Entwicklung, und rückläufige Installationen in Deutschland führen wie bei der Photovoltaik zu rückläufiger Beschäftigung gerade bei kleinen und mittleren Unternehmen und Handwerksbetrieben.

Tab. 4-8 zeigt den Anteil der Bestandteile eines PV-Systems am Systempreis auf und ordnet den Anteil der inländischen Wertschöpfung im Jahr 2016 zu. Es ist zu beachten, dass der Anteil des Produktionsanlagenbaus im Segment *Modul* einbezogen wurde. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die inländische Wertschöpfung im Bereich Photovoltaik aktuell hoch ist. Dies gilt insbesondere für den Anlagenbau, die Systemkomponenten sowie für Dienstleistungen und Installation. Die Basis für diese starke Stellung ist technisches Know-How. Die technische Kompetenz zur Entwicklung und zum Einsatz der Technologie ist in hohem Maße sowohl bei den Forschungsinstituten wie auch in den Unternehmen vorhanden. Hier muss Deutschland weiter führend bleiben, um die inländische Wertschöpfung zu erhalten. Zudem ist es

entscheidend, dass der deutsche Installationsmarkt wieder anzieht, um dem Bedarf an Stromerzeugung aus Photovoltaik gerecht zu werden und zudem die Downstream-Wertschöpfung zu erhöhen.

Tab. 4-8 Kostenanteil am Systempreis für ein <30 kWp System mit kristallinen Modulen sowie abgeschätzte inländische Wertschöpfung für das Jahr 2016

2016	Module (inkl. Produktionse- quipment)	Wechselrichter	sonstige BOS	Installation
Anteil am Systempreis	47,2 %	17,3 %	14,0 %	20,4 %
Anteil inländische Wertschöpfung	15,7 %	35,3 %	90 %	100 %

Das Marktpotenzial der Photovoltaik ist sehr groß (vgl. Kapitel 4.1). Tab. 4-9 zeigt die Spannweite des globalen und nationalen Umsatzvolumens als jeweilige Differenz der minimalen bzw. maximalen Szenarien zu dem Referenz-Szenario (global: Greenpeace 2015 und national: Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015, AMS-Referenz). Das Umsatzvolumen errechnet sich aus dem Produkt von prognostiziertem Systempreis und der neu installierten Leistung.

Tab. 4-9 Globaler und nationaler Absatzmarkt der Photovoltaik (jeweils Differenz zu Referenzszenario)

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	196	424	n.a.	543	2	18	2	25
2030	542	1.623	n.a.	2.236	1	32	5	57
2040	851	2.515	n.a.	3.491	6	58	12	92
2050	n.a.	2.754	n.a.	3.936	2	65	9	106

Die direkte Errechnung der inländischen Wertschöpfung ist sehr komplex und erfordert für die Prognose eine Abschätzung der zukünftigen Bedeutung der deutschen Produktionsanlagen-Fertigung. Für das Jahr 2020 würde sich bei den derzeitigen inländischen Marktanteilen (wie in Tab. 4-8 dargestellt) eine zusätzliche inländische Wertschöpfung für den nationalen PV-Markt zwischen 1 und 8,5 Mrd. Euro ergeben für den DE_80 % Szenarienbereich. Auf weiter reichende Prognosen der inländischen Wertschöpfung soll an dieser Stelle verzichtet werden. Es kann jedoch grundsätzlich festgestellt werden, dass Deutschland sehr gut aufgestellt ist, um an dem enormen Wertschöpfungspotenzial der Photovoltaik teilhaben zu können. Technolo-

gischer Fortschritt sowie geeignete politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sind hierfür entscheidend.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Deutschland hat durch Forschung und Entwicklung maßgeblich zum rasanten Wachstum der Photovoltaik weltweit beigetragen. Dies wurde insbesondere durch eine kontinuierliche Förderung der F&E in Kombination mit der Marktentwicklung, z. B. durch das 1000- bzw. 100.000 Dächer-Programm und das Stromeinspeisegesetz in den Neunziger Jahren und schließlich dem EEG seit dem Jahr 2000 möglich. Durch diese Kombination wurden die Aktivitäten der Forschungseinrichtungen und Universitäten systematisch ausgeweitet und es entwickelte sich eine innovative Industrie in Deutschland entlang der Wertschöpfungskette.

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Sowohl Produktionsanlagen als auch Komponenten eines PV-Systems werden seitdem in internationale Zielmärkte exportiert. In den letzten Jahren ist die Konkurrenz im Ausland gewachsen. Trotzdem ist die deutsche PV-Industrie international weiterhin sehr gut aufgestellt (Tab. 4-10).

Tab. 4-10 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Photovoltaik

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?			
Anlagenbau	<input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	
Materialhersteller	<input type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	
Zell- und Modulhersteller	<input type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input checked="" type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	
Wechselrichterhersteller	<input type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	
System und Kraftwerke	<input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Abb. 4-7 stellt die nationalen F&E-Budgets für Photovoltaik im Jahr 2014 für die Länder mit den sechs höchsten Budgets dar. Zudem ist die relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009 aufgezeigt. Deutschland lag in Bezug auf das F&E-Budget auf Platz 3 hinter Japan und Frankreich. Beide Länder haben ihr Budget seit 2009 deutlich erhöht, wohingegen das deutsche F&E-Budget mit 3 % in etwa konstant geblieben ist. Die USA haben ihr Budget jedoch um 86 % reduziert. Es ist zu beachten, dass die Daten in der verwendeten F&E-Datenbank nur nationale Fördergelder enthalten. So ist im Fall von Deutschland weder die Förderung durch die Bundesländer

noch durch die EU enthalten. Das Referenzjahr 2014 wurde gewählt, da die Datenlage für 2015 zum Zeitpunkt der Analyse noch lückenhaft war.

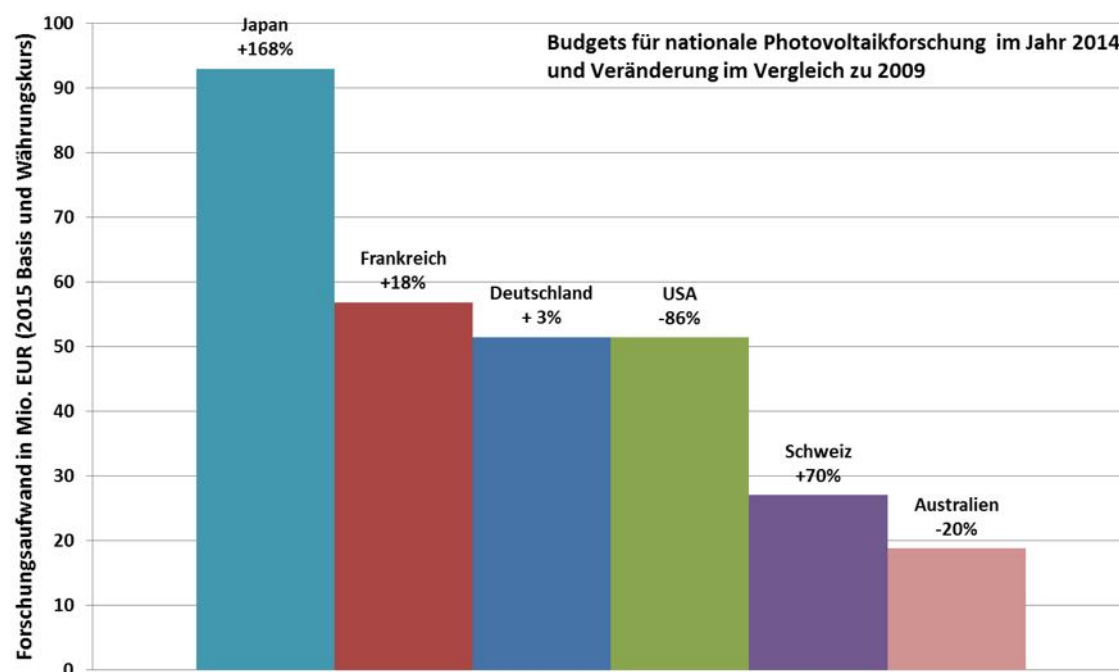


Abb. 4-7 Nationale F&E-Budgets für Photovoltaik der sechs Länder mit den höchsten Budgets im Jahr 2014. Zudem ist die relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009 angegeben.

Quelle: IEA-Datenbank (Abruf am 10.04.2017)

In Tab. 4-11 ist ein detaillierter Vergleich der F&E-Budgets von Deutschland sowie Japan und den USA bezogen auf das Jahr 2015 gezeigt.

Tab. 4-11 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Photovoltaik – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	65,9
Zeitlicher Trend von 2008 bis 2015	+ Mio. €/a	2,4
Zeitlicher Trend von 2008 bis 2015	+ %/a	4
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	834
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	7,9
Zeitlicher Trend von 2010 bis 2014	+ %/a	-0,1
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld – Internationaler Vergleich		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt und/oder im Vgl. mit im Technologiefeld besonders aktivem Land/Ländern (ggf. nachfolgende Zeilen kopieren)		
(Japan / USA)		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	53,1 / 31,8
Zeitlicher Trend von 2010 bis 2015	+ Mio. €/a	-3,4 / -36,3
Zeitlicher Trend von 2010 bis 2015	+ %/a	-5 / -17
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	2.129 / 2.404
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	2,5 / 1,3
Zeitlicher Trend von 2010 bis 2015	+ %/a	-1.3 / - 1,9

Teilkriterium 8.3 F&E Outputs

Auch eine quantitative Analyse der F&E-Outputs belegt die Schlüsselstellung Deutschlands im Bereich der Photovoltaik. In Bezug auf akademische Forschung wurde eine Suche bei Scopus nach den Schlagworten „*Photovoltaik*“ und „*solar cell*“ (Suchstring: "*Photovoltaik*" OR "*solar cell*") mit und ohne Einschränkung auf eine deutsche Autorenzugehörigkeit durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abb. 4-8 dargestellt. Sowohl die Gesamtzahl der jährlichen Publikationen als auch der Publikationen mit deutscher Autorenzugehörigkeit im Themenfeld PV sind in den letzten 20 Jahren deutlich angestiegen. Es zeigt sich jedoch, dass der relative Anteil der Publikationen mit deutscher Beteiligung abgenommen hat. Für das Jahr 2016 ergab sich beispielsweise eine Anzahl von 20.345 wissenschaftlichen Publikationen im Themenfeld PV. Die Einschränkung der Affiliation auf „Germany“ ergab 1.210 wissenschaftliche Publikationen. Der relative Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen lag 2016 somit bei 5,9 %. Für das Jahr 2006 ergeben sich entsprechend 3.644 wissenschaftliche Publikationen, wovon 334 eine deutsche

Affiliation haben. Der Anteil lag somit bei 9,2 %. Der relative Anteil ist über zehn Jahre somit um -0,33 %/a gesunken (siehe Tab. 4-12).

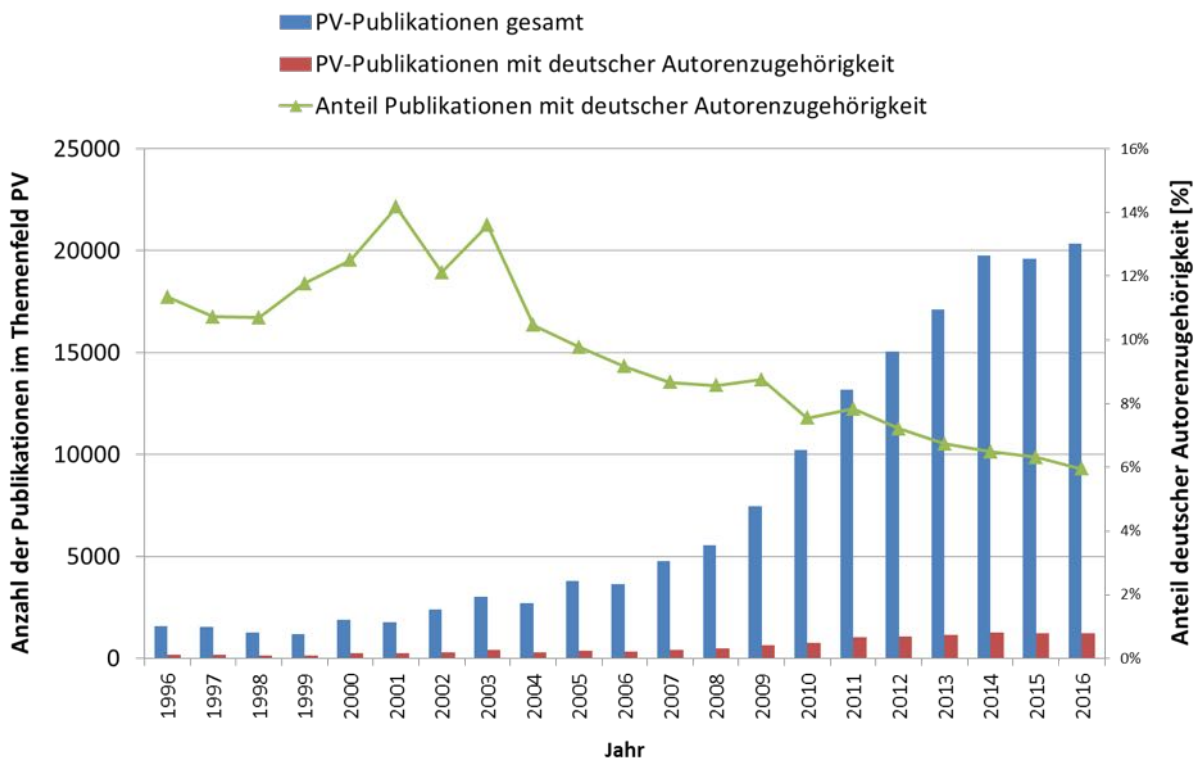


Abb. 4-8 Nationale F&E-Budgets für Photovoltaik der sechs Länder mit den höchsten Budgets im Jahr 2014 und relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009

Tab. 4-12 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Photovoltaik – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	5,9
Zeitlicher Trend von 2006 bis 2016	%/a	-0,33

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Photovoltaik als Technologie und saubere Option zur Stromerzeugung hat grundsätzlich eine sehr hohe gesellschaftliche Akzeptanz. Tab. 4-13 zeigt Aspekte der Akzeptanz in Bezug auf den Markt, die Gesellschaft sowie die lokale Ebene. Diese sind nach Freiflächenanlagen, Aufdachanlagen sowie bauwerksintegrierte PV unterschieden, da die Akzeptanz teilweise unterschiedlich ist. Die Marktakzeptanz war bis 2012 sehr hoch, was zu hohen Ausbauraten geführt hat. Durch Änderungen des Förderregimes (Eigenverbrauch, Ausschreibungen etc.) sowie die Deckelung der Ausbauraten hat die Marktakzeptanz in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Alle

Energieszenarien sehen jedoch einen deutlichen Bedarf an weiterer PV-Leistung. Dadurch und durch die weiter sinkenden Kosten ist zu erwarten, dass die Marktakzeptanz wieder höher wird und der PV-Markt in Deutschland wachsen wird.

Die hohen Ausbauraten und der Umlagemechanismus des EEG haben in den letzten Jahren zu Diskursen über die Photovoltaik geführt. Diese beziehen sich eher auf die Rahmenbedingungen als auf die Technologie an sich. So wird der Umverteilungsmechanismus (EEG-Umlage) in der Gesellschaft zunehmend kritisch diskutiert. Die Kritik an den Rahmenbedingungen wird dabei auch auf die Photovoltaik an sich übertragen. Es ist jedoch zu erwarten, dass dies abnimmt, sobald andere (bzw. gar keine) Fördermechanismen eingeführt werden. In Bezug auf Freiflächenanlagen werden mittlerweile auch der Flächenverbrauch und eine eventuelle Flächennutzungskonkurrenz diskutiert. Entsprechend müssen Flächen für PV-Kraftwerke bestimmte Kriterien erfüllen, um insbesondere eine Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion zu reduzieren. Das Flächennutzungsproblem wird auch in Zukunft weiter bestehen. Neue Ansätze wie „Agro-Photovoltaik“ (hochmontierte PV-Anlagen, die eine landwirtschaftliche Nutzung der darunter liegenden Fläche ermöglichen) können dieses Problem reduzieren.

Die lokale Akzeptanz der Photovoltaik ist sehr hoch, da keine negativen Auswirkungen, wie Lärm oder Emissionen, entstehen. Lediglich in Bezug auf die Flächennutzungsproblematik kann es lokal zu Akzeptanzdiskussionen kommen.

Tab. 4-13 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Photovoltaik zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)
PV-Freifläche	Eher niedrig (4)	Ausschreibungen als komplexer Förderrahmen	Mittlere Akzeptanz (3)	Diskurs um Flächenverbrauch, Sorge um Netzstabilität	Eher hohe Akzeptanz (2)	Kaum Auswirkungen vor Ort, ggf. Flächennutzungskonflikte
PV-Dachanlagen	Eher hohe Akzeptanz (2)	Prinzipiell gut, erschwert durch komplexe Fördermechanismen (Eigenbedarf, Mieterstrom etc.) und sinkende EEG-Vergütung	Mittlere Akzeptanz (3)	PV als Technologie hat hohe Akzeptanz; kritische Diskurse in Bezug auf die Umverteilung durch das EEG	Hohe Akzeptanz (1)	Bis auf vereinzelte Kritik an der Ästhetik, gibt es keine negativen Auswirkungen vor Ort.
BIPV-Anwendungen	Eher niedrig (4)	Kombinierte Bauelemente (PV und Fassade) erschweren Zulassungen und dadurch kundenspezifische Einzellösungen. Häufig Design-Vorbehalte bei Bauherren, Architekten, Planern. Fehlende, leicht erschließbare rechtliche Rahmenbedingungen	Eher hohe Akzeptanz (2)	Siehe PV-Dachanlagen, Bauwerkintegration als solche ohne Akzeptanzprobleme	Hohe Akzeptanz (1)	Es gibt keine negativen Auswirkungen vor Ort.
Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)						

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Photovoltaik kann modular eingesetzt werden von einzelnen Modulen mit einigen hundert Watt bis zu Großkraftwerken mit mehreren 100 MW Leistung. Entsprechend variieren auch die Auswirkungen auf die Struktur der Energieversorgung. Photovoltaikanlagen haben allerdings bereits heute Lebensdauern von über 20 Jahren und stellen somit langfristige Investitionsgüter dar. Sie verändern die Energieversorgung also langfristig. Tab. 4-14 stellt die Genehmigungs- und Bauzeiten, die

Nutzungsdauer sowie die spezifischen Investitionen einer PV-Freiflächenanlage von 2,5 MW_p dar.

Tab. 4-14 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Photovoltaik (PV-Freifläche typisch 2,5 MW_p)

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	6-17	5-15	4-13	3-11	2,5-10
Bauzeit Gesamtdauer	Monate	18-30	15-28	10-20	8-15	5-12
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	25	27	30	33	35
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW _p	1.000	850	663	557	475

Quelle: PVLegal (2012), Agora (2015), Expertenschätzung

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Wie in Kriterium 10 beschrieben, unterscheiden sich Photovoltaikanlagen nach der Anlagengröße, aber auch nach der Installationsart (Aufdach, Freifläche, Bauwerkintegrierte Photovoltaik). Entsprechend variieren die Erfordernisse an die lokale Infrastruktur, insbesondere in Bezug auf den Netzanschluss. Eine Nutzung der Photovoltaik ist auch unabhängig von Infrastrukturen notwendig. Entsprechende netzunabhängige Anlagen werden zum Beispiel zur ländlichen Elektrifizierung und für netzferne Gebäude verwendet. Durch die Integration von lokalen Speichern ist auch eine netzunabhängige Nutzung in höheren Leistungsbereichen möglich. Für netzgekoppelte Anlagen gilt: je größer die Anlage, desto höher ist in der Regel der Anspruch an die Netzinfrastruktur. Hier hängt es jeweils von den lokalen Gegebenheiten ab, ob ein Netzausbau erforderlich ist. Bei sehr hohen Ausbauraten können auch überregionale Anpassungen der Netzinfrastruktur erforderlich sein. Diese können einen Ausbau des Stromnetzes sowie den Bau von Speichern und Reservekraftwerken umfassen. Durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen im Bereich der Vermeidung von Regelleistung (Stichworte: virtuelle Kraftwerke; Smart Grid) und der verbrauchsseitigen Steuerung könnten die überregionalen Ausbaumaßnahmen reduziert werden. Tab. 4-15 fasst die Abhängigkeit von Photovoltaik von Infrastrukturen zusammen, wobei nochmals angemerkt sein soll, dass die Anforderungen stark von den Charakteristika der Anlage sowie den lokalen Gegebenheiten abhängen.

Tab. 4-15 Abhängigkeit des Technologiefeldes Photovoltaik von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich. (Netzunabhängige PV-Anlagen, z. B. auch in Kombination mit Speichern)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig. (z. B. PV-Dachanlagen bei ausreichender Verteilnetzanbindung)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden. (z. B. lokaler Ausbau Verteilnetz, aber auch überregionaler Netze)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden. (Bei starkem PV-Ausbau können neue überregionale Netzinfrastrukturen, aber auch Smart Grids notwendig werden. Es könnte auch ein dezentrales System mit neuer, lokaler Speicherinfrastruktur realisiert werden)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Zur Beurteilung der Systemkompatibilität von Photovoltaik werden hier zwei Anwendungsfälle unterschieden. Zum einen werden eine kleinere Aufdachanlage und zum anderen eine größere Freiflächenanlage betrachtet. Als Systemgrenze wird der Netzanschluss definiert. Im Einzelfall sind die Rückwirkungen bei einer Aufdachanlage als (vernachlässigbar) gering anzusehen. Bei einer einzelnen Freiflächenanlage können hingegen Rückwirkungen auf das Mittelspannungsnetz auftreten, aus denen sich ein Anpassungsbedarf der Infrastruktur ergibt. Bei großem Bestand treten jedoch durch die fluktuierende Erzeugung Rückwirkungen auf das Gesamtsystem auf, die eine Erweiterung des Netzes bzw. Ausgleichsmechanismen (z. B. IKT-Technologien, Demand Side Management, Reservekraftwerke, Sektorenkopplung etc.) erfordern. Entsprechende Maßnahmen sind auch bei einem hohen Ausbau der Windenergie erforderlich und betreffen einen Umbau des Gesamtsystems im Zuge der Energiewende. Der Aufwand ist somit einmalig hoch.

Die Wechselwirkungen der Photovoltaik mit anderen Technologien sind im Einzelfall gering. Es können jedoch bereits positive Wechselwirkungen mit Speichertechnologien, zum Beispiel in Form von stationären Batteriespeichern oder Elektrofahrzeugen, bestehen. Bei großem Bestand treten – wie oben bereits beschrieben – starke Wechselwirkungen mit dem Gesamtsystem und darin eingesetzten anderen Technologien auf. Positive Wechselwirkungen bestehen beispielsweise mit der Windenergie, deren fluktuierende Erzeugung sich sehr gut mit der Photovoltaik ergänzen kann. Zudem sind bei Verstärkung der Sektorenkopplung nahezu alle weiteren Technologiefelder zu betrachten.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Die detaillierte Analyse der Kriterien in Kapitel 4 zeigt, dass die Photovoltaik ein hohes Marktpotenzial besitzt und entsprechend aller Energieszenarien eine tragende Säule der nationalen und internationalen Energieversorgung sein wird. Entsprechend ergibt sich alleine national ein Wertschöpfungspotenzial im zweistelligen Milliarden Euro-Bereich. Deutschland ist aktuell sowohl technologisch als auch wirtschaftlich sehr gut aufgestellt, um von der Zukunftstechnologie Photovoltaik zu profitieren.

Der FVEE stellt diesbezüglich fest: „Voraussetzung für eine großmaßstäbliche Aktivierung des langjährigen Marktwachstums ist eine gute Integration in das Energiesystem in Verbindung mit weiteren Kostensenkungen. Eine nachhaltig angelegte Forschung unterstützt dabei sowohl Untersuchungen zu den Grundlagen der Materialien und Prozesse als auch Weiterentwicklungen in den konkreten Komponenten (Zellen, Module, Wechselrichter) und Systemen. Zentrale Ziele sind die Steigerung der Wirkungsgrade und der Modullebensdauer, eine Reduzierung des Materialeinsatzes und hochproduktive Herstellungsverfahren.“

Da eine abschließende Bewertung der unterschiedlichen Technologieansätze im Hinblick auf langfristige Entwicklungen derzeit noch nicht möglich und der technologische Wettbewerb ein wesentlicher Treiber der Kostenreduktion ist, muss die breitgefächerte Förderung verschiedener Technologien beibehalten werden“ (FVEE 2017).

Die unten folgenden, detaillierten Forschungsbedarfe der einzelnen Technologien sind an die „Forschungsziele 2017“ des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien FVEE (FVEE 2017) angelehnt.

5.1 Solarzellen und Module

5.1.1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module

Höhere Wirkungsgrade, z. B. durch:

- neuartige Zellstrukturen mit geringeren optischen und elektrischen Verlusten
- extrem dünne Beschichtungen zur Verbesserung der Oberflächeneigenschaften
- Verbesserung der Siliziummaterialeigenschaften
- Photonenmanagement

Einsparung und Substitution von kostentreibenden Materialien, insbesondere

- Kostenreduzierte Herstellung von Solar-Silizium (solar grade Si) und sägefreie Wafertechnologien
- Prozessierung dünnerer Si Wafer (120 µm) bis hin zu ultradünnen Wafern (<80 µm)
- Ersatz von Silber als Leitmaterial

Produktionstechnologie:

- Entwicklung kostengünstiger hochproduktiver Techniken (thermische, nass- und plasmachemische, hochgenaue laser- und druckbasierte Verfahren)

Modultechnologie:

- Modultechnologien mit deutlich reduzierten Material- und Systemkosten
- Entwicklung von Hochleistungsmodulen mit hohem Flächenenertrag
- Verlustarme elektrische Verschaltungsmethoden und optisch effiziente Einkapselung
- Deutlich gesteigerte technische Lebensdauern der Module für neue PV-Technologien

5.1.2 Stapelzellen auf c-Si und Module

- Stapelsolarzellen auf Basis von Standard-Silizium-Solarzellen in Kombination mit anderen Halbleitern, um ein höheres Wirkungsgradpotenzial zu ermöglichen
- Schwerpunkte: Entwicklung der III-V Halbleiter und der Perowskite als besonders chancenreiche Topzellen-Technologie

5.1.3 Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe und andere Ansätze

- Skalierungseffekte
- Optimierte, effizientere Produktionstechnologien
- Verringerung des Materialeinsatzes
- Umsetzung der hohen Laborwirkungsgrade in die Modulproduktion
- direkte Gebäudeintegration
- alternative Substrate (Polyimid- und Stahlfolien) für die Rolle-zu-Rolle-Prozessierung

5.1.4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module

- Solarzellenstrukturen für höchste Leistungsdichten (bis 2.000 Sonnen)
- Kostengünstige industrielle Fertigungstechnologien der Solarzellen und der konzentrierenden Optik
- Anpassung von Konzentratoroptik und Solarzelle, innovativer Modulbau
- Höhere Wirkungsgrade der Solarzellen
- Erforschung neuer Materialien

5.1.5 Organische Solarzellen und Module

- Evaluierung neuer, aus der Flüssigphase prozessierbarer Halbleitersysteme mit verbesserter Anpassung an das Solarspektrum und optimierten Ladungstransporteigenschaften
- Verbesserung bestehender kostengünstiger Zellkonzepte und organischer Tandemsolarzellen
- Angepasste Produktionstechnologien wie z. B. Rolle-zu-Rolle-Prozessierung
- Verkapselung, insbesondere flexibler Solarzellen

5.2 PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel

Mit einem Marktanteil von ca. 50 % war Deutschland im Jahr 2014 führend im PV-Anlagenbau (VDMA 2015). Die oben beschriebenen Innovationen auf Zell- und Modulebene müssen durch den Anlagenbau in die Produktion gebracht werden.

Kernthema ist dabei die Umsetzung der Spitzenergebnisse aus dem Labor in die anlagenangepassten Prozesse und Materialien.

Somit deckt sich der Forschungsbedarf in dieser Kategorie zum großen Teil mit den in Kapitel 2.1 genannten Bedarfen.

5.3 Systemtechnik

5.3.1 PV Invertertechnologie

- Angepasste Wechselrichterlösungen zur Optimierung der Lastflüsse zwischen fluktuierenden und regelbaren Erzeugern, zeitabhängigen Verbrauchern und Speichern
- Weitere Kostensenkung von Wechselrichtern sowie Steigerung der Zuverlässigkeit und Lebensdauer auf das Niveau von PV Modulen
- Entwicklung von Algorithmen und Simulationen zur Steigerung der Eigenverbrauchsquote beim Zusammenspiel von PV-Anlage, Batteriespeicher und Wärmepumpe sowie für deren netzdienlichen Betrieb

5.3.2 PV Kraftwerke und Systemtechnik

- präzise Leistungs- und Ertragsprognosen von PV Kraftwerken
- Steigerung der Performance Ratio insbesondere für neue PV Technologien
- Verstetigung der Stromproduktion im Tagesverlauf durch Erzeugungs-, Speicher-, und Lastmanagement im Verteilnetz
- Technologieentwicklung zur Senkung der Systemkosten bei Material, Montage, Wechselrichter und allgemeiner Elektroinstallation
- Wartung und Zustandsdiagnose von Solarkraftwerken

5.3.3 Netzanbindung und Netzführung

- Entwicklung von kostengünstigen multifunktionalen „intelligenten“ PV- Wechselrichtern, um lokal und regional die Lastflüsse zwischen fluktuierenden Erzeugern, zeitabhängigen Verbrauchern, Speichern und schnell regelbaren Stromerzeugern zu optimieren

5.4 Angrenzende Technologien

5.4.1 Bauwerkintegration von PV

- Neben klassischen Freiflächen- und Aufdachsystemen bieten bauwerkintegrierte Anlagen zukünftig ein hohes Flächenpotenzial. Um dieses Potenzial effektiv zu nutzen, bedarf es multifunktionaler Fassadenelemente sowie neuer Ansätze zur Verschaltung der Module zur Gebäudeintegration. Dabei sind auch architektonische, regulatorische und finanztechnische Aspekte zu berücksichtigen.
- Entwicklung anwendungsspezifischer Modultechnologien und -designs für eine erhöhte Akzeptanz der BIPV Technik und einen größeren Gestaltungsspielraum in der Anwendung

5.4.2 PV-Leistungsprognose

- Hierzu müssen die Zustandsdaten der Energieträger mit den großflächigen meteorologischen Daten in möglichst detaillierter örtlicher Auflösung aufgenommen und zu zuverlässigen Ertragsprognosen verarbeitet werden

5.4.3 Recycling von Modulen und Wertstoffen

- Reduktion von Material- und Energieeintrag bei der Herstellung in der gesamten Wertschöpfungskette
- Wiederverwertbarkeit der photovoltaischen Elemente und Materialien.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (2017): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - 1990 bis 2015, www.ag-energiebilanzen.de/10-0-auswertungstabellen.html, Version: September 2017, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- Agora Energiewende (2015): Calculator of Levelized Cost of Electricity for Photovoltaics, www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/89/Calculator+of+Levelized+Cost+of+Electricity+for+Photovoltaics/, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- BP (2016): Statistical Review of World Energy 2016 - data workbook, www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html, zuletzt abgerufen am 10.07.2017.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2011): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung - Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.html, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) (2017): Forschungsziele 2017, www.fvee.de/publikationen/programmmbroschuere/, zuletzt abgerufen am 10.07.2017.
- Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende, www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- Fraunhofer ISE (2017): Photovoltaics Report, www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- Greenpeace (2015): energy [r]evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015, https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/greenpeace_energy-revolution_erneuerbare_2050_20150921.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- IEA (2016a): Energy Technology Perspectives 2016. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016b): World Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency.
- ITRPV (2017): International Technology Roadmap for Photovoltaic, 2016 Results, www.itrpv.net/Reports/Downloads/2017/, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- O'Sullivan, M.; et al. (2015): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz,

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bruttobeschaeftigung-durch-erneuerbare-energien.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.

Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.

Palm, J.; et al. (2015): White Paper for CIGS Thin Film Solar Cell Technology, cigs-pv.net/wortpresse/wp-content/uploads/2015/12/CIGS-WhitePaper.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.

Sonne Wind & Wärme (2016): Weltkarte der PV-Industrie.

Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.

World Energy Council (2016): World Energy Scenarios 2016 – The Grand Transition, www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-Report.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.

Technologiebericht

1.4 Solare Wärme und Kälte

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Federico Giovannetti

Oliver Kastner

Carsten Lampe

Rolf Reineke-Koch

Sunah Park

Jan Steinweg

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Giovannetti, F.; Kastner, O.; Lampe, C.; Reineke-Koch, R.; Park, S.; Steinweg, J. (2018): Technologiebericht 1.4 Solare Wärme und Kälte. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Oliver Kastner

Tel.: +49 5151 / 999 – 525

Fax: +49 5151 / 999 – 500

E-Mail: kastner@isfh.de

Institut für Solarenergieforschung Hameln gGmbH

Am Ohrberg 1

31860 Emmerthal

Review durch:

Gerhard Stryi-Hipp (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	189
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	191
Tabellenverzeichnis	192
Abbildungsverzeichnis	194
Zusammenfassung (Steckbrief)	196
1 Beschreibung des Technologiefeldes	198
1.1 Einleitung	198
1.2 Technologien	200
1.2.1 Thermische Kollektoren	200
1.2.2 Wärme- und Kältespeicher	201
1.2.3 Systemtechnik	203
1.3 Anwendungsbereiche	203
1.3.1 Dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung	203
1.3.2 Netzgekoppelte Wärmeerzeugung	204
1.3.3 Prozesswärme	204
1.3.4 Kälteerzeugung	205
1.4 Sektorkopplung	206
2 Stand F&E in Deutschland	207
2.1 Einleitung	207
2.2 Entwicklungsstand und Forschungsbedarf nach Technologien	207
2.2.1 Thermische Kollektoren	207
2.2.2 Wärme- und Kältespeicher	208
2.2.3 Systemtechnik	209
2.3 Entwicklungsstand und Forschungsbedarf nach Anwendungen	210
2.3.1 Dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung	210
2.3.2 Prozesswärme	211
2.3.3 Kälteerzeugung	212
2.3.4 Netzgekoppelte Wärmeerzeugung	213
2.4 Technologie- und anwendungsübergreifender Forschungsbedarf	214
3 Bewertung der Relevanz der öffentlichen Forschungs-förderung	215
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	215
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	217
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	220
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	220
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	225
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energieeffizienz	226
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	227
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	228

4.6	Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	230
4.7	Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	235
4.8	Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	237
4.9	Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	238
4.10	Kriterium 12: Systemkompatibilität	240
5	F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	242
5.1	Zusammenfassende Bewertung	242
5.2	Empfehlung der Ausrichtung der F&E	243
	Literaturverzeichnis	245

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AMS	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario
B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
CAGR	Compound annual growth rate
DSTTP	Deutsche Solarthermie Technologie-Plattform
EE	Erneuerbare Energien
ESTTP	European Solar Thermal Technology Platform
FH	Flächenheizung
FK	Flachkollektor
FVEE	Forschungsverbund Erneuerbare Energien e.V.
IEA	International Energy Agency
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KN	Kaltwärmenetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
MAP	Marktanreizprogramm
ON GT	Oberflächennahe Geothermie
PtH	Power to Heat
PV	Photovoltaik
PVT	Photovoltaisch-thermisch
RH	Rauheizung
SHC	Solar Heating and Cooling
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
TWW	Trinkwarmwasser
UK	Unabgedeckter Kollektor
VRK	Vakuumröhrenkollektor
WISC	Wind und Infra-red Sensitive Collector

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
Wh	Wattstunde
W_{th}	Watt thermisch
A	Jahr
m^2	Quadratmeter
J	Joule
ΔT	Temperaturdifferenz
t	Tonne

Tabellenverzeichnis


Tab. 1-1	Wichtigste techno-ökonomische Kenndaten für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ -----	199
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von dezentralen Solaranlagen zur Raumheizung und Trinkwarmwasser mit einem solaren Deckungsanteil < 50 % -----	215
Tab. 3-2	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von dezentralen Solaranlagen für Raumheizung und Trinkwarmwasser mit einem solaren Deckungsanteil > 50 % -----	216
Tab. 3-3	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Solaranlagen im Bereich Prozesswärme -----	216
Tab. 3-4	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Solaranlagen im Bereich Kälteerzeugung -----	216
Tab. 3-5	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von netzgebundenen Solaranlagen mit einem solaren Deckungsanteil < 30 % -----	216
Tab. 3-6	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von netzgebundenen Solaranlagen im mit einem solaren Deckungsanteil > 30 % -----	217
Tab. 3-7	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ -----	218
Tab. 3-8	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ -----	219
Tab. 4-1	Globaler Technologieeinsatz für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	220
Tab. 4-2	Globales Marktpotenzial für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ -----	221
Tab. 4-3	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	225
Tab. 4-4	Nationales Marktpotenzial für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ -----	225
Tab. 4-5	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	226
Tab. 4-6	Jährlich vermiedene SO ₂ -Emissionen durch das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	226
Tab. 4-7	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	227
Tab. 4-8	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf das Basisjahr 2015) -----	228
Tab. 4-9	Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ -----	229
Tab. 4-10	Globales und nationales Zubaupotenzial für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ -----	230
Tab. 4-11	Inländische Wertschöpfung im Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes -----	230
Tab. 4-12	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ -----	230
Tab. 4-13	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ – Input-Orientierung -----	232
Tab. 4-14	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ – Output-Orientierung -----	235
Tab. 4-15	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld „Solare Wärme und Kälte“ zum Status Quo (2015) -----	237
Tab. 4-16	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ für dezentrale Einzelanlagen -----	238

Tab. 4-17	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ für netzgebundene Anlagen -----	238
Tab. 4-18	Abhängigkeit von Infrastrukturen des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ für netzgebundene Anlagen-----	239
Tab. 4-19	Abhängigkeit von Infrastrukturen des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ für dezentrale Einzelanlagen-----	239

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Arbeitstemperaturen etablierter Solarkollektoren und ihrer Anwendungssysteme-----	198
Abb. 1-2	Tagesmitteltemperatur, Heizgrenze und Wärmeertrag eines Flachkollektors am Beispiel des Standorts Potsdam -----	202
Abb. 4-1	Referenzszenarien für die Schätzung des nationalen Marktpotenzials -----	222
Abb. 4-2	Nationales Marktpotenzial für solarthermische Anlagen nach den Klimaszenarien zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis zu 80 % -----	223
Abb. 4-3	Nationales Marktpotenzial für solarthermische netzgebundene Anlagen nach den Klimaszenarien zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis zu 80 % -----	223
Abb. 4-4	Nationales Marktpotenzial für solarthermische Anlagen nach den Klimaszenarien zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis zu 95 % -----	224
Abb. 4-5	Nationales Marktpotenzial für solarthermische netzgebundene Anlagen nach den Klimaszenarien zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis zu 95 % -----	224
Abb. 4-6	Kostenentwicklung für dezentrale und netzgekoppelte solarthermische Anlagen -----	227
Abb. 4-7	Endkunden Systempreise einer Solarwärmeanlage nach BSW Fahrplan -----	229
Abb. 4-8	Auswertung der Publikationsrecherche auf dem Gebiet für den Zeitraum 2005 – 2014 für Deutschland und weitere relevanten Länder-----	233
Abb.4-9	Auswertung der Patentrecherche auf dem Gebiet im Zeitraum 2005 bis 2014 – Anzahl der Anmeldungen aus Deutschland und weiteren relevanten Ländern-----	234
Abb. 4-10	Auswertung der Patentrecherche auf dem Gebiet im Zeitraum 2005 bis 2014 - Anteil am weltweiten Aufkommen für Deutschland und weitere relevanten Länder -----	234

Zusammenfassung (Steckbrief)

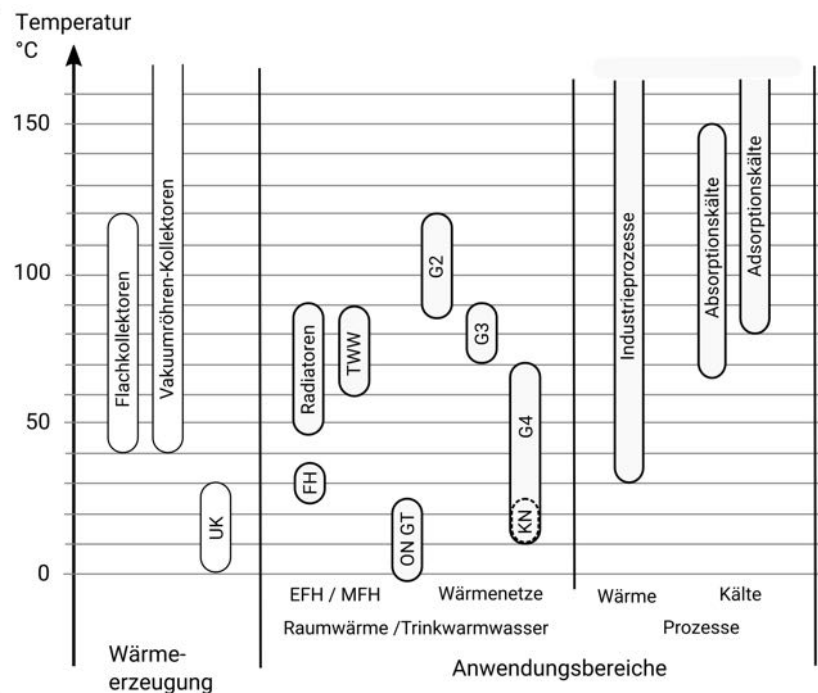
Technologiefeld Nr. 1.4 Solare Wärme & Kälte						
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ bestehend aus den Technologien Kollektoren (A), Wärme- und Kältespeicher (B) und Systemtechnik (C) mit den Anwendungen dezentrale Raumheizung und TWW-Bereitstellung, Prozesswärme, Kühlung und netzgebundene Wärmeversorgung						
Technologische Reife: Kollektoren TRL 2 (z. B. neue Kollektorkonzepte) bis 9; Wärme- und Kältespeicher TRL 1 (z. B. thermochemische Speicher) bis 9, Systemtechnik TRL 3 bis 9						
Kritische Aspekte: Zunehmende Systemkomplexität bei hohen wirtschaftlichen Anforderungen						
Entwicklungsziele						
<ul style="list-style-type: none">– Kollektoren: Systemorientierte Entwicklung zur Senkung der Anlagenkosten, Steigerung der Effizienz für neue Anwendungsbereiche (z. B. Wärmenetze, Prozesswärme) und Gebäudeintegration– Wärme-/Kältespeicher: Reduktion der Wärmeverluste, Erhöhung der Energiedichte, optimierte Be- und Entladestrategien, marktaugliche Lösungen für Langzeit- und Mitteltemperaturspeicher– Systemtechnik: Kostensenkung, zuverlässige Systeme mit solarem oder erneuerbarem (z. B. Wärmepumpe und Geothermie) Deckungsanteil bis zu 100 %, multimodale Energieversorgungssysteme						
Technologiefeld-Entwicklung						
	Einheit	2014	2020	2030	2040	2050
Marktpotenzial Deutschland (installierte Leistung, min – max)	TWh/a	7,4	11,5 - 26,4	31,0 - 60,8	58,6 - 83,9	68,3 - 96,1
	GW _{th}	12,9	20,1 - 46,2	54, 2 - 106,5	102,6 - 146,8	119,5 - 168,2
Marktpotenzial International (installierte Leistung, min - max)	TWh/a	385	743	3607 - 3609	7140 - 7195	8716 - 9013
	GW _{th}	410	749	3418 - 3421	6640 - 6700	7931 - 8190
Lebensdauer	A	25	30	>30	>30	>30
Investitionen (dezentral / zentral)	€/kW _{th}	1029 / 557	786 / 414	571 / 329	500 / 286	443 / 271
F&E-Bedarf						
<ul style="list-style-type: none">– Kollektoren: Neue und optimierte Konzepte für neue Anwendungsgebiete (Wärmenetze, Prozesswärme, kombinierte Wärme- und Stromerzeugung, Gebäudeintegration), zum sicheren Systembetrieb und zur Senkung der Systemkosten– Wärme- und Kältespeicher: Material- und Systemforschung an Phasenwechsel- und thermochemischen Speichern, Systemforschung an großen saisonalen Speichern sowie Mitteltemperaturspeichern für Prozesswärme (100 – 250 °C)– Systemtechnik: Standardisierung, Konzepte und Untersuchungen zur Integration in flexible Strom-Wärmesystemen, neue und optimierte Regel- und Betriebsführungskonzepte, umfangreiche Demonstration und Monitoring, neue Ansätze zur Qualitätssicherung unter Berücksichtigung von LCA						

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
Gegenüber den Referenztechnologien Einsparung von CO ₂ -Emissionen bis zu 52 Mio. t (2020 – 2050), sowie von allen weiteren Luftschadstoffen (SO ₂ , CO, NMVOC).
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Gegenüber den Referenztechnologien Einsparung von Primärenergie bis zu 855 PJ (2020 – 2050) – Kein Verbrauch kritischer Rohstoffe nach DERA-Definition
Kosteneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Hohes Kostensenkungspotenzial vorhanden, vor allem im System (Standardisierung, Installation) – Gegenüber den Referenztechnologien Einsparungen erst nach 2030 und bis zu 7 Mrd. €/a (2050)
Inländische Wertschöpfung
Inländische Wertschöpfung steigt bis auf 15,4 Mrd. € in 2030, reduziert sich auf 7,5 Mrd. € in 2050
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<ul style="list-style-type: none"> – Wettbewerbsfähigkeit weltweit bzw. führende Position europaweit im gesamten Technologiefeld – F&E Budget: 7,5 Mio. € (0,9 % vom gesamten F&E-Budget) in 2014, Trend 2005-2014 +0,26 Mio./a – Output 2014: 10 % der wiss. Publikationen und 8 % der Patente am weltweiten Aufkommen – Output Trend 2005 – 2014: - 0,4 %/a bei Publikationen, - 2 %/a bei Patenten, steigende Konkurrenz
Gesellschaftliche Akzeptanz
<ul style="list-style-type: none"> – Sehr hohe sozio-politische Akzeptanz – Sehr hohe lokale Akzeptanz bei dezentralen Anlagen, niedrigere bei zentralen Anlagen – Niedrige Marktakzeptanz (fehlende Wirtschaftlichkeit und Bereitschaft der Wärmenetzbetreiber)
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
<ul style="list-style-type: none"> – Bei dezentralen Anlagen: Sehr geringe Pfadabhängigkeit und hohe Reaktionsfähigkeit – Bei zentralen Anlagen: Höhere Pfadabhängigkeit und niedrigere Reaktionsfähigkeit, dabei aber Flexibilität und Hybridisierungsoptionen (Einsatz von KWK, Biomasse, Geothermie, etc.) der Netze
Abhängigkeit von Infrastrukturen
<ul style="list-style-type: none"> – Bei dezentralen Anlagen: Keine Infrastruktur erforderlich – Bei zentralen Anlagen: Neue bzw. modernisierte Wärmenetze notwendig. Für Anlagen mit hohen solaren Deckungsraten sind zudem saisonale Speicher erforderlich
Systemkompatibilität
<ul style="list-style-type: none"> – Hohe Systemkompatibilität und Effizienzsteigerung in Kombination mit Heiz- und KWK-Systemen und große Synergien in Kombination mit Wärmepumpen und Geothermie – Möglichkeit zur Entlastung der Stromnetze durch zusätzliche thermische Speicherkapazität und alternierende Betriebsweise in Kombination mit KWK

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Im vorliegenden Bericht wird mit „Solare Wärme und Kälte“ die traditionelle Wärme- und Kälteerzeugung mit Hilfe solarthermischer Anlagen im Temperaturbereich bis zu ca. 200 °C beschrieben und analysiert. Abb. 1-1 gibt einen Überblick über die Temperaturen und die betrachteten Anwendungen. Der Fokus wird dabei auf Deutschland gelegt. Die Nutzung photovoltaischer Anlagen zu diesem Zweck wird dagegen nicht behandelt.



Abkürzungen: UK – unabgedeckte Kollektoren, FH – Flächenheizungen, Rad. – Radiatorenheizung, TWW – Trinkwarmwasser, ON GT – oberflächennahe Geothermie, G2/3/4 – Wärmenetze der 2./3./4. Generation, KN – Kaltwärmesetz.

Abb. 1-1 Arbeitstemperaturen etablierter Solarkollektoren und ihrer Anwendungssysteme

Die starke Kostenregression der PV-Module, die Senkung der Einspeisungsvergütung, die einfachere Installation und die attraktive Option, mit einer einzigen Technologie sowohl Strom als auch Wärme zu produzieren, hat dazu geführt, dass seit einiger Zeit photovoltaische Anlagen eine wirtschaftlich denkbare Alternative zur Solarthermie darstellen. Ihre tatsächliche Rolle in der nachhaltigen Transformation des Wärmebereiches hängt sehr stark von der Entwicklung des gesamten Energieversorgungssystems in Deutschland ab und lässt sich heute schwer vorhersehen. Bisher beschränkt sich ihr Einsatz auf Einzelfälle im Wohnungsbau und die thermische Nutzung in großem Maßstab kann sich nur in einer fortgeschrittenen Ausbauphase ergeben, da Stromverbraucher (Haushalt, Gewerbe, Industrie und Mobilität) mit höherer Priorität bedient werden müssen. Erst wenn durch netzgekoppelte PV-Anlagen so viel Strom erzeugt wird, dass dieser aus technologischen Gründen nicht vollständig für lokale und regionale Stromanwendungen verwendet werden kann, ist es sinnvoll der vorhandene Überschussstrom in Wärme umzuwandeln und zur Deckung des Wärmebedarfs zu verwenden. Für die Intensivierung der Nutzung des von PV-Anlagen erzeugten Stroms für Stromanwendungen ist u. a. die Entwicklung von ent-

sprechenden Marktmodellen erforderlich. Die Erzeugung von Wärme aus Strom, der mittels fossiler Energien erzeugt wurde, ist grundsätzlich zu vermeiden. Im Gegensatz zu durch PV unterstützten Wärmepumpensystemen weisen solarthermisch unterstützte Systeme erhebliche saisonale Vorteile bezüglich der Netzdienlichkeit auf, was zu einer ganzen Reihe volkswirtschaftlicher Vorteile führt.

Für detaillierte Informationen über den Stand und die Entwicklung der Photovoltaik sowie über ihre Rolle im Wärmebereich wird an dieser Stelle auf die Beschreibung des *Technologiefeldes 1.3: Photovoltaik* verwiesen.

Die Solarthermie ist eine schon lange am Markt etablierte Technologie, die auf eine Tradition von über 40 Jahren zurückblickt. Nach Schätzungen des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW) waren in Deutschland Ende 2016 über zwei Mio. solarthermische Anlagen mit einer Fläche von 20 Mio. m² und einer installierten thermischen Leistung von 13,9 GW_{th} in Betrieb. Damit wurden im gleichen Jahr insgesamt 7,5 TWh Solarwärme produziert und ca. 2 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen vermieden (BSW 2017).

Tab. 1-1 Wichtigste techno-ökonomische Kenndaten für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“

	Einheit	2014	2020	2030	2040	2050
Marktpotenzial Deutschland (installierte Leistung, min – max)	TWh/a	7,4	11,5 - 26,4	31,0 - 60,8	58,6 - 83,9	68,3 - 96,1
	GW _{th}	12,9	20,1 - 46,2	54,2 - 106,5	102,6 - 146,8	119,5 - 168,2
Marktpotenzial International (installierte Leistung, min - max)	TWh/a	385	743	3.607–3.609	7.140–71.95	8.716–9.013
	GW _{th}	410	749	3.418–3.421	6.640–6.700	7.931–8.190
Lebensdauer	A	25	30	>30	>30	>30
Investitionen (dezentral / zentral)	€/kW _{th}	1029 / 557	786 / 414	571 / 329	500 / 286	443 / 271

Mit einem Anteil am gesamten Wärmebedarf von ca. 0,6 % bleibt aber die Solarthermie noch weit entfernt von ihrem großen Potenzial. Bezogen auf das gesamte deutsche Staatsgebiet und unter Berücksichtigung einer mittleren jährlichen Einstrahlungssumme von knapp über 1.000 kWh/m² ergibt sich ein theoretisches heimisches Energiepotenzial, das etwas dem 290-fachen der für die jährliche Wärmeproduktion aufgewendete Endenergie in Deutschland entspricht.

Unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Bedingungen rechnen Zukunftsszenarien immerhin mit einer Steigerung der Wärmeproduktion von den heutigen 7,5 TWh (2016) bis auf fast 100 TWh im Jahr 2050. Damit könnten solarthermische Anlagen ca. 12 % des gesamten Wärmebedarfs abdecken und einen signifikanten Beitrag zum Erfolg der Energiewende liefern. Die wesentlichen techno-ökonomischen Kenndaten auf dem Weg dahin, die aus der detaillierten Analyse des Technologiefeldes vom Kapitel 4 resultieren, sind in Tab. 1-1 zusammengefasst. Diesen anspruchsvollen Zielen steht die Marktentwicklung der letzten Jahre entgegen, die wie bei den meisten erneuerbaren Technologien im Wärmebereich eine schwache Ausbau- bzw. rückläufige Dynamik zeigt. Diese Situation verdeutlicht die Notwen-

digkeit von neuen Ansätzen und wirksameren Strategien, die gemeinsam von allen am Projekt Wärmewende beteiligten Akteuren erarbeitet und umgesetzt werden müssen. Unter diesen Voraussetzungen besteht eine wesentliche Aufgabe der Forschung darin, neue technische Lösungen zu entwickeln und zu untersuchen, um die Wirtschaftlichkeit der Solaranlagen signifikant zu verbessern, neue Marktsegmente zu erschließen, diese Technologie einfacher in die Energiesysteme zu integrieren und allgemein ihre Akzeptanz zu erhöhen.

Im Rahmen dieser Studie wird das Technologiefeld „Solare Wärme und Kälte“ in die generischen Technologien „Thermische Kollektoren“, „Wärme- und Kältespeicher“ und „Systemtechnik“ untergliedert. Die Kälteerzeugung aus solarthermischer Antriebsenergie, die im Vorgängerbericht (Wietschel et al. 2010) als eigenständige Technologie betrachtet wurde, ist hier dem Bereich „Systemintegration“ zugeordnet. Die Beschreibung des Technologiefeldes erfolgt sowohl nach den genannten Technologien als auch nach Anwendungsbereichen.

1.2 Technologien

1.2.1 Thermische Kollektoren

Thermische Kollektoren sind in Solaranlagen für die direkte Gewinnung von Wärme aus Strahlungsenergie verantwortlich. Die absorbierte Wärme wird anschließend an ein Wärmeübertragungsmedium abgegeben, das im Solarkreis zirkuliert und eine entsprechende Wärmesenke bedient.

Unter den geografischen und meteorologischen Bedingungen Mitteleuropas haben sich in Deutschland fest installierte, nicht oder schwach konzentrierende Systeme etabliert, die für eine Produktion von Wärme bei Temperaturen bis zu ca. 120 °C optimiert sind. Diese Kollektoren nutzen den direkten sowie den diffusen Strahlungsanteil und ihre Effizienz fällt aufgrund der zunehmenden Wärmeverluste mit steigender Arbeitstemperatur.

Die am Markt erhältlichen Produkte können nach ihrer Konstruktion in drei Kategorien klassifiziert werden: unabgedeckte Kollektoren, Flachkollektoren und Vakuumröhren-Kollektoren. Die drei Typen unterscheiden sich im Wesentlichen durch den baulichen Aufwand, der zur thermischen Isolierung des Absorbers betrieben wird.

Bei unabgedeckten Kollektoren (auch WISC: Wind and Infra-red Sensitive Collector) wird auf eine thermische Isolierung verzichtet. Dadurch ist der Wirkungsgrad sehr stark von den Umgebungsbedingungen (Himmel- und Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit) abhängig. Diese Kollektoren liefern typischerweise Nutzwärme mit gutem Wirkungsgrad bei Arbeitstemperaturen bis zu ca. 30 °C. Da die Kollektoren ungedämmt sind, können sie nicht nur durch Einstrahlung, sondern auch konduktiv/konvektiv Umweltwärme aufnehmen. Unabgedeckte Kollektoren sind sehr kostengünstig und lassen sich baulich leicht in Gebäudestrukturen integrieren. Typische Anwendungen sind die Beheizung von Schwimmbädern oder die Unterstützung von Wärmepumpensystemen.

Flachkollektoren schützen dagegen den Solarabsorber durch ein Gehäuse gegen Umwelteinflüsse. Das Gehäuse erlaubt durch eine transparente Scheibe den Strahlungseintritt. Durch die Wahl geeigneter Materialien und Beschichtungen wird die

Strahlungsbilanz optimiert. Weitere konstruktive Maßnahmen (Mehrfachscheiben, interne Konvektionsbarrieren, Dämmung) können den Wärmeverlust an die Umgebung weiter reduzieren. Je nach baulichem Aufwand fällt die Effizienzkurve als Funktion der Außentemperatur moderat, während die Herstellungskosten proportional zum baulichen Aufwand steigen. Typische Arbeitstemperaturen von Flachkollektoren liegen zwischen 40 und 80 °C. Die Stagnationstemperaturen liegen bei 180-210 °C. Bei hocheffizienten Produkten erweitert sich der Einsatzbereich auf bis zu ca. 120 °, wobei die Stagnationstemperatur auf über 250 °C steigt.

Wärmeverluste können weiter minimiert werden, wenn der Strahlungsabsorber in einem evakuierten Gehäuse platziert wird. Die am häufigsten gewählte Bauform ist die Röhrenform, aber auch andere Bauformen sind möglich. Vakuumröhrenkollektoren liefern bis weit in die Heizperiode hinein hohe solare Gewinne bei typischen Arbeitstemperaturen bis zu ca. 160 °C. Durch die gute thermische Isolierung ergeben sich dabei weit höhere Stagnationstemperaturen, die je nach Bauweise zwischen 250-320 °C liegen.

Höhere Arbeitstemperaturen bis über 200 °C lassen sich nur mit konzentrierenden Kollektorsystemen erzielen. Am meisten verbreitet sind hier linienfokussierende Systeme wie die Fresnel-Reflektoren oder die Parabolrinnen-Kollektoren. Obwohl diese Technologien auch in Deutschland produziert werden, sind sie vor allem für den Einsatz in Regionen mit einem hohen Anteil direkter Einstrahlung geeignet und damit für den Exportmarkt prädestiniert.

1.2.2 Wärme- und Kältespeicher

Wegen der täglichen und jahreszeitlichen Schwankungen des solaren Energiedargebots implizieren solarthermische Anlagen starke Zeitabhängigkeiten. Diese werden besonders im Bereich der Raumwärme wirksam. Ca. 60 % des möglichen solaren Ertrags entfallen in die heizfreie Sommerperiode und ohne Speicher würden heutige Systeme nur ca. 5 % des Bedarfs an Raumwärme und Trinkwarmwasser eines Gebäudes abdecken können (siehe Abb. 1-2). Thermische Speichersysteme sind daher Schlüsselkomponenten für eine bedarfsorientierte Nutzung der Solarthermie in der Trinkwarmwasserbereitung und der Gebäudebeheizung. Darüber hinaus werden Speicher mit unterschiedlichsten Anforderungen u. a. für solare Nahwärmeanwendungen, industrielle Prozesswärmeerzeugung und Gebäudeklimatisierung benötigt. Speicher für solare Wärme sollen idealerweise kostengünstig, verlustarm, kleinvolumig (d.h. mit hoher Speicherdichte) und leicht be- und entladbar sein.

Unterschieden werden Kurzzeit-Wärmespeicher und Langzeitspeicher. Kurzzeit-Wärmespeicher dienen dem Ausgleich von solarem Dargebot und Wärmenachfrage auf (Mehr-)Tagesbasis. Unter Verwendung von Kurzzeitwärmespeichern werden typische Deckungsanteile zwischen 10 und 30 % am Brauchwasser- und Raumwärmebedarf erzielt; „Sonnenhäuser“ mit erweiterten Speicherkapazitäten können Deckungsanteile von über 50 % erreichen. Trotz dieser signifikanten Deckungsraten benötigt die Solarthermie in Mitteleuropa in der Regel immer eine Zusatzwärmequelle zur Versorgung in der strahlungsarmen Zeit.

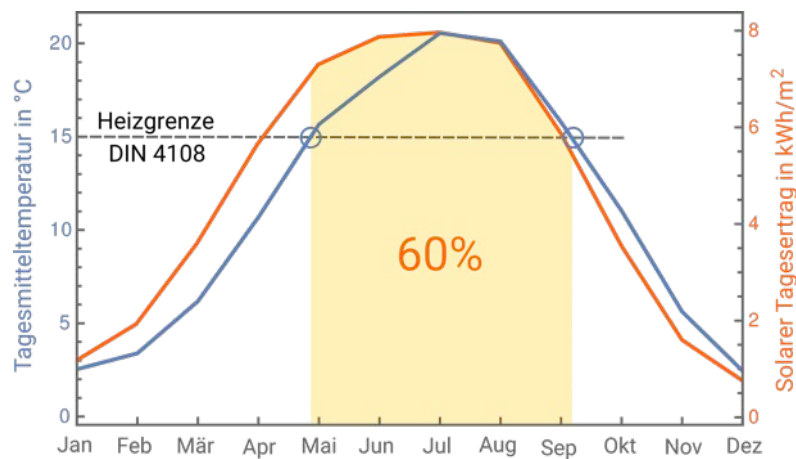


Abb. 1-2 Tagesmitteltemperatur, Heizgrenze und Wärmeertrag eines Flachkollektors am Beispiel des Standorts Potsdam

Das verbreitetste Speichermedium für sensible Wärme ist derzeit Wasser. Zusätzlich werden Feststoffe wie Kies und Erdreich eingesetzt, vor allem beim Bedarf nach großen Speicherkapazitäten auf geringem Temperaturniveau, z. B. bei Verbindung von Solarwärme und Wärmepumpen. Besonders in Wohn- und Bürogebäuden, aber auch in Industrieanlagen und Hallen können ohnehin vorhandene Bauteilmassen als Speicherkapazität erschlossen werden.

Latentwärmespeicher nutzen auch Schmelz- und Verdampfungswärme und können so spezielle Temperaturbereiche effizienter und verlustärmer bedienen als Wasserspeicher. Thermochemische Speicher haben das größte Potenzial hinsichtlich der Erhöhung der Speicherdichte und der Minimierung thermischer Verluste, vor allem bei der Langzeitspeicherung. Ihre Erforschung steht aber noch am Anfang, weshalb grundlegende Fragen zu geeigneten Reaktionen und Materialwahl beantwortet werden müssen. Insbesondere der Life-Cycle-Analyse der eingesetzten Materialien kommt hier eine Schlüsselrolle in der Bewertung zu, wenn latent- oder thermochemische Speicher genutzt werden sollen. Besonders bei saisonaler Speicherung scheiden hier zahlreiche Materialien aufgrund der Herstellungsenergie aus.

Im Gegensatz zu Kurzzeitspeichern ermöglichen Langzeitspeicher einen Ausgleich von Bedarf und Angebot über mehrere Wochen und Monate. Im Bereich der Langzeitspeicherung stellen die Solarthermie und die Geothermie ideal-komplementäre Subsysteme dar: Das solare Energiepotenzial liefert adäquate Energieflussdichten, besonders im Sommer, benötigt jedoch große Speicherkapazität. Die geothermische Energieflussdichte ist um vier Größenordnungen kleiner als die solare, jedoch bietet der geologische Raum aufgrund seiner günstigen thermischen Eigenschaften Optionen für die benötigte Wärmespeicherung. Im Bereich der Quartiersversorgung liefern Erdbeckenspeicher, Erdwärmesonden und Aquiferspeicher die geringsten spezifischen (d. h. auf das Speichervolumen bezogenen) Speicherkosten im Vergleich zu anderen Technologien (Mangold et al. 2012). Besonders Aquiferspeicher stellen wegen ihres geringen obertägigen Platzbedarfs eine interessante Technologie für die Bereitstellung von saisonalem Speichervolumen in Ballungsgebieten dar. In Deutschland liegt hierzu jedoch vergleichsweise wenig Erfahrung vor, insbesondere im Zusammenhang mit der Solarthermie.

1.2.3 Systemtechnik

Die Systemtechnik umfasst in der hier benutzten Systematik alle Komponenten und Schnittstellen einer Solaranlage außer dem Kollektor und dem Speicher sowie deren Wechselwirkung. Zentrale Aufgabe der Systemtechnik ist die Steuerung und Regelung der Anlage, wobei hier auch die entsprechende Funktions- und Ertragskontrolle zu berücksichtigen ist. Somit ist sie für den abgestimmten und technisch sowie wirtschaftlich effizienten Betrieb des Gesamtsystems maßgeblich verantwortlich.

Die Art, der Umfang und die Komplexität der Systemtechnik unterscheiden sich stark je nach betrachteten Systemen und Anwendungen. Da Solaranlagen in der Regel in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern eingesetzt werden, sind unter Systemtechnik auch alle Aspekte der Systemintegration solarer Wärme in die übergeordneten Versorgungsstrukturen zu verstehen. Dieses Thema hat schon in den vergangenen Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen und wird in einem zukünftig hochgradig integrierten und flexiblen zu erwartenden Energieversorgungssystem eine noch wichtigere Rolle spielen.

1.3 Anwendungsbereiche

1.3.1 Dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung

Die dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung stellen das traditionelle und schon lange am Markt etablierte Einsatzgebiet für solarthermische Anlagen dar. Über 90 % der heutigen Installationen betreffen ausschließlich Ein- und Zweifamilienhäuser, während für größere Wohn- und Nichtwohngebäude die solare Wärmeversorgung noch keine wirtschaftlich attraktive Lösung bietet. Vor allem im Mietwohnungsbereich stellt das Nutznießer-Investor-Dilemma eine große Hürde dar.

Solaranlagen substituieren fossil-basierte Wärme, daher müssen sich die Systeme an Randbedingungen orientieren, die historisch durch die konventionelle Technologie bestimmt wurden. Dies betrifft vor allem das Temperaturniveau von Heizsystemen. In Wohngebäuden kann Solarthermie eine wesentliche Maßnahme zur Emissionsvermeidung im Wärmebereich darstellen, da sie problemlos 60 % und mehr des Energiebedarfs zur Trinkwassererwärmung decken kann. Konventionelle Radiatoren-Heizungen und Trinkwarmwasser-Versorgungen sind für Temperaturen zwischen 45 und 80 °C (vorlaufseitig) ausgelegt. Flach- und Vakuumröhren-Kollektoren können diese Zieltemperaturen liefern. Damit kann auch die Raumwärmebereitstellung konventioneller Heizsysteme unterstützt werden. Hier werden bei typischen Installationen solare Deckungsanteile von 10 bis 30 % erreicht. Im günstigen Fall (z. B. Neubau) kann das Heizsystem für die Versorgung mit niedrigeren Temperaturen ausgelegt werden. Flächenheizungen (Fußboden-, Decken- oder Wandheizungen) erlauben Versorgungstemperaturen von 25-35 °C. Sogenannte Sonnenhäuser nutzen diese Möglichkeiten und können in Kombination mit größeren Kollektorfeldern und Wärmespeichern solare Deckungsanteile über 50 % des Gesamtwärmebedarfs erzielen. Wärme bei noch niedrigeren Temperaturen lässt sich schließlich durch die Integration in Wärmepumpe-basierte Versorgungssysteme effizient einsetzen. Hier können günstigere unabgedeckte thermische oder sowohl Strom als auch Wärme er-

zeugende photovoltaisch-thermische Kollektoren verwendet werden. Neben Passivhäusern bieten diese letzten Konzepte vielversprechende Lösungswege für die von der EU bis 2021 für den Neubau geforderten Niedrigenergiestandard.

1.3.2 Netzgekoppelte Wärmeerzeugung

Zusätzlich zur Versorgung von einzelnen Gebäuden oder Prozessen kann Solarthermie auch in Nah- und Fernwärmenetze integriert werden. Bestehende Heißwassernetze der zweiten Generation liefern in der Heizperiode Wärme bei Vorlauftemperaturen oberhalb von 100 °C und Rücklauftemperaturen zwischen 60 und 80 °C; in der Sommerzeit wird das Temperaturniveau in der Regel abgesenkt. Ein alternatives Design wurde seit den 1980er Jahre in Skandinavien entwickelt. Die Versorgungstemperaturen wurden hier auf unter 100 °C gesenkt, was leichtere Bauweisen ermöglicht, die effizient industriell vorgefertigt werden können und direkt und ohne Fundamentierung in den Untergrund verlegt werden. Diese Entwicklungslinie bildet die dritte Generation der Fernwärmenetze. Wärmenetze der kommenden vierten Generation zielen auf einen Wärmetransport bei weiter abgesenkten Temperaturen, um den Anforderungen regenerativer Niedrigtemperatur-Wärme einerseits und sinkenden Wärmeanforderungen infolge besserer Dämmstandards andererseits entsprechen zu können. Es geht dabei um eine weitere Anpassung der Infrastruktur an den Bedarf im Quartier, eine Effizienzsteigerung durch Niedertemperatur-Anwendungen und die Integration in regenerative Erzeugerstrukturen durch smartes Lastmanagement (Lund et al. 2014; Kastner et al. 2016)

Solarthermische Anlagen können Fernwärme auf einem durchschnittlichen Temperaturniveau zwischen 80 und 120 °C liefern. Geringere Temperaturen im Solarkreis bedeuten dabei höhere solare Gewinne, da die Effizienz der Kollektoren monoton mit dem Temperaturunterschied des Wärmeträgers zur Umgebungstemperatur abnimmt. Je nach lokaler Gegebenheit werden verschiedene Einspeisekonzepte verwendet, wie Rücklauf-Vorlauf aber auch Rücklauf-Rücklauf Einspeisung.

Langjährige Erfahrungen für die solarthermische Unterstützung von konventioneller Fernwärme liegen z. B. in Dänemark und in Österreich vor. In Deutschland gibt es einzelne Beispiele; die derzeit größte heimische solarthermische Anlage zur Fernwärmeunterstützung wurde 2016 im brandenburgischen Senftenberg in Betrieb genommen. Sie umfasst eine 8.300 m² Vakuumröhren-Kollektorfläche und soll jährlich 4 Gigawattstunden in das Fernwärmenetz der 25.000-Einwohner-Stadt einspeisen.

1.3.3 Prozesswärme

Ein im Wesentlichen noch zu erschließendes Marktsegment stellt die solare Wärmeerzeugung zur Unterstützung von industriellen Prozessen dar. Im Vergleich zur konventionellen Raumheizung besteht in vielen Fällen eine günstigere zeitliche Übereinstimmung von Wärmebedarf und solarer Einstrahlung. Herausforderungen sind die Komplexität und Heterogenität der Branche und der entsprechenden Prozessabläufe und vor allem die sehr hohen wirtschaftlichen Erwartungen der Investoren.

Solare Wärme wird sowohl in die übergreifende Versorgungsebene als auch in die einzelnen Teilprozesse eingespeist. Neben der typischen Einbindung des flüssigen

Wärmeträgermediums in Warm – oder Heißwassernetze spielen hier auch die Luftherwärmung sowie die Dampferzeugung eine wichtige Rolle.

Wesentliches Auswahlkriterium für eine erfolgreiche solarthermische Unterstützung ist das benötigte Temperaturniveau. Prädestiniert sind hier vor allem Anwendungen bei Temperaturen unter 100 °C, die von marktüblichen Flach- und Vakuumröhrenkollektoren gut und wirtschaftlich bedient werden können. Beispiele dafür sind das Aufwärmen von Kesselspeise- oder Kesselzusatzwasser (Versorgungsebene) sowie das Waschen, Reinigen oder Trocknen (Prozessebene). Ein weiterer signifikanter Teil des Niedertemperaturwärmebedarfs ist auf raumlufttechnische Anlagen zur Gewährleistung der erforderlichen Produktionsbedingungen zurückzuführen. Als Branchen wurden vor allem die Lebensmittelindustrie und der Maschinenbau als sehr gut geeignet identifiziert. Unter Berücksichtigung des Wärmebedarfs für Industrie, Handel und Dienstleistung wurde in diesem Temperaturbereich eine potenzielle jährliche Solarwärmeproduktion von ca. 50 TWh/a geschätzt (BINE 2017).

Zur Erschließung des vorhandenen Marktpotenzials wurde im Rahmen der Novellierung des Marktanreizprogrammes (MAP) im August 2012 explizit die Installation solarer Prozesswärmeanlagen im industriellen und gewerblichen Bereich mit einer erhöhten Förderquote aufgenommen. Die Einführung dieser neuen Förderung hat das Interesse der Investoren geweckt und zu einer gewissen Ausbaudynamik geführt. Ende 2016 waren in Deutschland über 200 Solaranlagen installiert, die Prozesswärme bereitstellen, vor allem in Gewerbe und Landwirtschaft (BINE 2017).

1.3.4 Kälteerzeugung

Diese Anwendung adressiert die Nutzung solarer Wärme für den thermischen Antrieb von Kältemaschinen. Der Einsatzbereich dieser Technologie ist breit und umfasst die klassische Gebäudekühlung und -klimatisierung, die Prozesskältebereitstellung für den gewerblichen und industriellen Bereich sowie die Möglichkeit der Unterstützung von Kältenetzen. Die solare Kühlung wird vor allem als deutsches Exportprodukt für die Märkte in Asien und im Nahen Osten gesehen. Bei steigendem Kältebedarf wird sie aber selbst in Deutschland und in Mitteleuropa sowohl für den Nicht-Wohnungsbau als auch für den Komfortwohnungsbau zunehmend an Bedeutung gewinnen. Vorteilhaft bei dieser Technologie ist die hohe Korrelation zwischen Solarangebot, Umgebungstemperatur und Bedarf sowie die Möglichkeit sie flexibel mit anderen Wärmeerzeugern zu kombinieren (z. B. Abwärme, Kraft-Wärme-Kopplung). Kritisch bleibt bisher aufgrund der Komplexität der Anlagen die Wirtschaftlichkeit.

Technisch unterscheiden sich die Systeme vor allem nach dem physikalischen Prinzip der Kältemaschine: Adsorptionskältemaschinen nutzen physikalisch/chemische Bindungsenergien von Gasen oder Flüssigkeiten an Festkörperoberflächen zur Kälteerzeugung aus. Bei Absorptionsprozessen kommt es dagegen zum Eindringen der Stoffe in Flüssigkeiten oder Feststoffe mit volumetrischer Vermischung der Stoffphasen. Auch in diesem Fall werden physikalisch/chemische Bindungsenergien zur Kälteerzeugung genutzt. Die Wahl des Stoffsystems legt dabei den thermischen Arbeitsbereich auf der kalten sowie auf der warmen Seite weitgehend fest. Im Bereich der solarthermischen Kühlung eignen sich Stoffsysteme, deren benötigte Antriebswär-

me-Temperaturen zu den Erzeugungstemperaturen passen (typische Antriebstemperaturen werden in Abb. 1-1 dargestellt). Für Temperaturen unter 100 °C können marktübliche Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren verwendet werden, für höhere Temperaturbereiche ist der Einsatz von aufwendigeren, konzentrierenden Systemen mit Nachführung erforderlich.

Anlagen zur Raumklimatisierung können zudem nach Art des verwendeten Verfahrens unterschieden werden: Geschlossene Verfahren stellen Kaltwasser bereit, das beispielsweise für Kühldecken eingesetzt werden kann. Offene Verfahren dienen dagegen der direkten Luftkonditionierung (Temperaturabsenkung und Entfeuchtung).

Trotz der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten und der in den letzten Jahren nachgewiesenen Funktionsfähigkeit sowie günstiger Umweltbilanzen hat die solarthermische Kälteerzeugung in Deutschland noch keine nennenswerte Verbreitung erreicht. Nach der letzten Schätzung wurden bis 2014 ca. 1.200 Anlagen weltweit installiert (BINE 2016). Ursachen dafür sind die noch sehr hohen Investitionskosten, der Planungs- und Installationsaufwand sowie die starke Konkurrenz der elektrischen (auch photovoltaisch betriebenen) Kompressionskältetechnik und, im industriellen/gewerblichen Bereich, von energiesparenden Ersatzmaßnahmen. Insbesondere in Fällen, wo ausschließlich Kälte und nicht zeitweise auch Wärme benötigt wird, kann die photovoltaisch betriebene Kompressionskälte die der solarthermischen Kälteerzeugung überlegene Variante darstellen.

1.4 Sektorkopplung

Langzeitspeicher bieten auch eine konzeptionelle Basis zur Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmesektor unter Verwendung der Wärmepumpentechnologie. Ein viel referenzierter Modellfall für eine multi-modal gekoppelte Energieversorgung stellt das Versorgungssystem der Kommune Braedstrup in Mitteldänemark dar. Das System umfasst neben einem 18.000 Quadratmeter großen Flachkollektoren-Feld und dem zugehörigen Tagesspeicher auch eine konventionelle KWK Anlage, einen geologischen Langzeitspeicher, eine Wärmepumpenanlage und einen Elektrokessel zur direkten Stromheizung. Die hochflexible Anlage wird nach dem Börsen-Strompreis gefahren: Bei Strombedarf im Netz und hohen Börsenstrompreisen produziert die Anlage Strom im Blockheizkraftwerk und speist die Abwärme in das Versorgungsnetz ein. Bei geringen und sogar negativen Börsenstrompreisen wird Strom aus dem Netz entnommen und mit der Wärmepumpe der Langzeitspeicher entladen. Die Solaranlage unterstützt die Fernwärmeversorgung und dient auch zur Beladung des Geospeichers in den Sommermonaten. Voraussetzung für die effektive Verknüpfung zwischen Wärme- und Strompfad ist das Wärmenetz und der daran angeschlossene Wärmespeicher.

Vergleichbare Systeme werden auch für Ein- und Mehrfamilienhäuser konzipiert. Auch hier liefern (flache) geothermische Anwendungen die Speicherkapazität zur Aufnahme von solarer Wärme (z. B. Erdkollektoren). Die Entnahme erfolgt durch stromgetriebene Wärmepumpen. Die kombinierte Bereitstellung von PV-Strom und Wärme kann hier z. B. durch PVT Kollektoren erfolgen. In solchen innovativen Systemen wird die Solarwärme als thermische Niedertemperatur-Wärmequelle zur Regeneration des geothermischen Systems aufgefasst.

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Einleitung

Bezugnehmend auf die Entwicklungen der letzten Jahre wird in diesem Kapitel ein kurzer Überblick über den aktuellen Stand der F&E-Aktivitäten in Deutschland auf dem Gebiet wiedergegeben und der zukünftige F&E-Bedarf definiert. Die Analyse erfolgt auch hier sowohl nach Technologien als auch nach Anwendungsbereichen.

2.2 Entwicklungsstand und Forschungsbedarf nach Technologien

2.2.1 Thermische Kollektoren

Thermische Kollektoren weisen heute einen fortgeschrittenen technologischen Entwicklungsstand vor allem in Hinblick auf die traditionellen Anwendungen dezentraler Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung auf. In den letzten Jahren hat sich die Forschung auf die weitere Senkung der Kosten durch die Rationalisierung der Fertigung und die Identifizierung günstigerer Ersatzmaterialien für Kupfer und Aluminium fokussiert. Hierzu wurden erste Lösungen aus Kunststoff oder Stahl erarbeitet, wobei die bisherigen Ergebnisse keine deutlichen Vorteile gegenüber den traditionellen Materialien aufgewiesen haben. Weitere Schwerpunkte waren die Entwicklung von effizienten Lösungen für den Einsatz bei höheren Temperaturen (solare Prozesswärme, etc.) und die Steigerung der Betriebssicherheit durch Erarbeitung von Maßnahmen zur Senkung der Stagnationstemperatur. Schließlich wurden zunehmend vielversprechende Konzepte für die Gebäudeintegration entwickelt und untersucht.

Bei heutigen Herstellungskosten zwischen 60 und 70 €/m² haben die Kollektoren eine sehr erfolgreiche Kostendegression erfahren. Auch wenn eine weitere wirtschaftliche Optimierung dieser Komponente anzustreben ist, sollen sich zukünftige F&E-Aktivitäten im Kollektorbereich vor allem auf die Senkung der Kosten sowie auf die Steigerung der Effizienz und der Zuverlässigkeit im System fokussieren. Sowohl systemorientierte als auch anwendungsspezifische Entwicklungen sind zu unterstützen. Die folgenden zentralen Entwicklungsthemen werden identifiziert:

- Entwicklung standardisierter Montage- und Leitungssysteme zur Reduzierung des Installationsaufwands der Kollektorfelder
- Entwicklung neuer Lösungen für die Integration in die Gebäudehülle bzw. Entwicklung von solaraktivierten Gebäudekomponenten (für Fassaden und Dächer), um die architektonische Akzeptanz zu erhöhen und die Installationskosten zu reduzieren. Hier sind neue Ansätze für die Nutzung im Neubau und im Gebäudebestand notwendig, wobei letztere auch den Aspekt Denkmalschutz bzw. Stadtbild zu berücksichtigen haben
- Weiterentwicklung und Erprobung von Kollektorkonzepten zur Begrenzung der Stagnationstemperatur im System und Gewährleistung eines sicheren und wartungsarmen Betriebs der Solaranlagen in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen

- Weiterentwicklung von photovoltaisch-thermischen Kollektoren zur flächensparenden gleichzeitigen Wärme- und Stromversorgung, mit Schwerpunkt auf Gebrauchstauglichkeit und Wirtschaftlichkeit
- Kosten- und effizienzoptimierte Konzepte für den Einsatz bei Temperaturen über 80 °C im Prozesswärmebereich und in netzgebundenen Anlagen
- Neue und optimierte Kollektorklösungen für den Betrieb in Wärmepumpensystemen.

2.2.2 Wärme- und Kältespeicher

Wärmespeicher wurden in der Vorgängerstudie als einer der vier wesentlichen Forschungsschwerpunkte für das Technologiefeld identifiziert. Mit dem übergeordneten Ziel, die Substitution fossiler Brennstoffe durch solarthermische Anlagen deutlich zu steigern, haben sich die F&E-Aktivitäten der letzten Jahre unterschiedlichen Bereichen gewidmet. Bei den Wasserspeichern wurde der Fokus vor allem auf die Realisierung von kostengünstigeren, modular skalierbaren Lösungen, auf die Erhöhung der Wärmedämmung und der Systemeffizienz durch den Einsatz geeigneter Hochleistungsmaterialien und konstruktiver Maßnahmen gelegt. Bei den Latentwärmespeichern wurden umfangreiche auch anwendungsorientierte Untersuchungen durchgeführt: Während für die Gebäudeheizung in der Gesamtbetrachtung bisher kein Vorteil gegenüber Wasser nachgewiesen wurde, haben die Entwicklungen im Bereich Klimatisierung bis zur Marktreife einiger Konzepte geführt. Bei den vielversprechenden thermochemischen Speichern erfolgten im Wesentlichen grundlegende Arbeiten zur Identifizierung geeigneter Stoffe und zum Verständnis von deren Wärme- und Stofftransportmechanismen. Die Erforschung steht hier noch am Anfang. Schließlich wurde anhand von Pilotanlagen mit großen saisonalen Wasserspeichern bewiesen, dass solare Deckungsanteile über 50 % erreichbar sind. Hierzu sind aber noch Anstrengungen in Bezug auf technische und vor allem wirtschaftliche Optimierung erforderlich. Bei der saisonalen Speicherung ist vor allem eine kritische Life-cycle-Analyse der eingesetzten Materialien durchzuführen.

Basierend auf den erreichten Erfolgen sowie auf den noch offenen Fragestellungen in allen genannten Bereichen werden folgende spezifische Forschungs- und Entwicklungsaufgaben für die kommenden Jahre identifiziert:

- Verminderung der Wärmeverluste, z. B. durch Vakuumdämmung, verwechslungssichere Anschlusssysteme mit Siphonelementen u. ä. oder durch thermochemische Speicherkonzepte
- Erhöhung der Speicherdichte und Optimierung des Wärmeein- und -austrags durch verstärkte Material- und Systemforschung an Phasenwechsel- und thermochemischen Speichern
- Schichterhaltende Be- und Entladesysteme zur Wahrung der Temperaturschichtung und Optimierung der Arbeitstemperaturbereiche in Wasserspeichern
- Optimierung großer saisonaler Speicher hinsichtlich Wärmeverluste und Kosteneffizienz

- Speicherkonzepte für Solarwärme in Massivbauteilen zur Beheizung von Gebäuden und im Erdreich zur Optimierung und Effizienzsteigerung von Wärmepumpenquellen
- Systemintegration mit geothermischen Speicherlösungen (Bohrlochspeicher, Aquiferspeicher)
- Entwicklung effizienter Speicherlösungen für den Temperaturbereich über 100 °C
- Allgemeine Standardisierung von Speichersystemen und –komponenten.

2.2.3 Systemtechnik

Wenngleich viele Komponenten eines Gesamtsystems bereits ein hohes Maß an Effizienz zeigen, besteht häufig Verbesserungspotenzial bei deren dynamischer Wechselwirkung, wie die Untersuchungen der letzten Jahre bewiesen haben. Bei Nachrüstung von solarthermischen Anlagen mindern häufig hohe Rücklauftemperaturen, Konkurrenzsituationen bei der Wärmebereitstellung durch mangelnde Abstimmung des Steuerungs- und Regelungskonzepts und hohe Wärmeverluste im Verteilsystem die Systemeffizienz.

Funktions- und Ertragskontrollverfahren für Wärmeversorgungssysteme können durch Rückmeldung bei festgestellten Missständen Abhilfe verschaffen - wie weitere F&E-Aktivitäten gezeigt haben – sind diese jedoch weder flächendeckend etabliert noch optimiert. Gleiches gilt für LowEx- Systeme, die von der Erzeugung bis zur Nutzung auf geringstmöglichem Temperaturniveau betrieben werden. Insbesondere bei der Kombination von Solarthermie und Wärmepumpe, die zunehmend in vergangenen Projekten untersucht wurde, verspricht dieses Konzept Erfolg (Hadorn 2015).

Es besteht daher ein umfassender F&E-Bedarf zur Untersuchung systemtechnischer Fragestellungen: Mögliche nachhaltige Strom-/Wärme-/Kälte-Systeme, die gegenseitigen Abhängigkeiten ihrer Komponenten und Sektoren sowie die notwendigen Steuer- und Regelstrategien der komplexer werdenden und weitergehend integrierten Systeme. Hierzu müssen Methoden zur Systementwicklung und -optimierung, zur Variantenbewertung sowie zur Beschreibung und Darstellung der komplexen Systeme erarbeitet und angewendet werden.

Forschungsbedarf wird vor allem in den folgenden Punkten identifiziert:

- Entwicklung standardisierter hydraulischer, mechanischer und elektrischer Schnittstellen
- Entwicklung einfacher, praxisnaher Planungswerkzeuge zur standardisierten Auslegung großer solarthermischer Anlagen für Gebäude und Prozesse
- Verbesserung des Zusammenwirkens von Solarthermie und anderen Wärmeerzeugern im Systemkontext, insbesondere der Wärmepumpe, durch Feldstudien und Systemtests
- Weiterentwicklung von Systemreglern und Verfahren zur kontinuierlichen und kostengünstigen Funktionsüberwachung und Ertragskontrolle in (solarthermisch unterstützten) Wärmeversorgungssystemen

- Weiterentwicklung von Gebäuden mit solarthermischen Deckungsanteilen über 50 % („Sonnenhäuser“), für Neu- und Bestandsbau mit dem Ziel der Kostensenkung und verbesserter Integration in das Gesamtsystem Gebäude unter Berücksichtigung aller bautechnischen Anforderungen
- Weiterentwicklung von Hybridsystemen aus Solarwärme und Wärmepumpen, dazu Erarbeitung adäquater Auslegungsregeln und optimierter Regelung sowie Abschätzung des Marktpotenzials.
- Entwicklung von optimierten Systemreglern, u. a. durch die Integration neu entwickelter Prognoseverfahren

2.3 Entwicklungsstand und Forschungsbedarf nach Anwendungen

2.3.1 Dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung

Solarthermische Wärme wird für die Trinkwarmwasserbereitung und die Unterstützung der Raumwärmeversorgung vor allem im Wohngebäudebereich schon lange eingesetzt. Wenngleich einige Objekte mit einer solaren Deckung von 100 % erfolgreich betrieben werden und ohne Nachheizung auskommen, liegen typische Werte im Bereich 10 % bis 30 % für kleine Trinkwarmwasser- und Raumheizungsanlagen und entsprechen dem derzeitigen Stand der Technik. Die Forschungsaktivitäten der letzten Jahre haben sich somit auf neue und optimierte Konzepte mit solaren Deckungsanteilen von über 50 % in Ein- und Mehrfamilienhäusern konzentriert und erfolgreiche Ergebnisse erzielt (HeizSolar 2015).

Bei diesen Anlagen gestaltet sich die Wirtschaftlichkeit als schwierig. Lösungen mit wenig anlagentechnischem Aufwand, die insbesondere in der Heizperiode hohe solarthermische Deckungen erzielen, sind noch nicht verbreitet. Hier hilft eine konsequente Reduzierung des Nutztemperaturniveaus auf das minimal Mögliche.

Insbesondere im Mehrfamilienhausbereich werden wegen des hohen Wirtschaftlichkeitsdrucks derzeit nur wenige und in der Regel kleine Anlagen installiert. Dies ist von Nachteil, denn Solarwärme hat das Potenzial, einen großen Anteil der insbesondere auch in sanierten Objekten noch signifikanten Wärmeverteilverluste zu decken. Die mögliche Abschaltung des Nachheizwärmeerzeugers während sonst ineffizienter Teillastphasen erhöht die Energieeinsparung deutlich.

Vor allem die Kombination mit der Wärmepumpe als Nachheizung bietet schließlich ein hohes Effizienzpotenzial und großen synergetischen Nutzen. Solarwärme kann sowohl auf der Quellen- als auch auf der Senkenseite der Wärmepumpe eingesetzt werden. Dort erhöht sie die Effizienz der Wärmepumpe oder kann deren Betrieb gänzlich vermeiden. Das geringe Quellentemperaturniveau sorgt für hohe solarthermische Erträge, kann als Stagnationsschutz fungieren und ermöglicht den Einsatz kostengünstiger ungedeckter Kollektoren, z. B. Schwimmbadabsorber oder PVT-Module. Hierzu haben F&E-Projekte der vergangenen Jahre vielversprechende Ergebnisse gezeigt (Hadorn 2015).

Forschungsbedarf wird deshalb vor allem in folgenden Punkten gesehen:

- Identifikation von kosteneffizienten Systemlösungen mit hoher solarthermischer Deckung über 50 %, wobei ein Fokus insbesondere auf die Erreichung hoher Deckungsraten während der Heizsaison zu legen ist
- Reduktion von Systemverlusten durch Optimierung von Verteilsystemen und Temperaturniveaus, vor allem in großen Anlagen und Mehrfamilienhäusern, LowEx Systeme
- Optimierte Einbindung in konventionelle und regenerative Wärme- und Energieversorgungssysteme, vor allem in Kombination mit Umweltwärmenutzung über die Wärmepumpe, zur Steigerung der Gesamteffizienz
- Vereinfachung der Installation und Montage von Solaranlagen durch die Entwicklung vorgefertigter Baugruppen und standardisierter Schnittstellen als prioritäre Maßnahme zur Kostensenkung und Vermeidung von Installationsfehlern.

2.3.2 Prozesswärme

Die F&E-Aktivitäten im Bereich solarer Prozesswärme haben sich seit dem letzten Technologiebericht sowohl auf nationalem als auch auf internationalem Niveau deutlich intensiviert. Eine wesentliche Rolle hat dabei die Einführung des begleitenden Marktanreizprogramms (MAP) im Jahr 2012 gespielt, welches mit günstigen Förderbedingungen das Interesse potentieller Investoren geweckt hat.

In den vergangenen Projekten wurden unterschiedliche Ziele verfolgt: Als erster Schritt sind Potenzialstudien für den gesamten Niedertemperatur-Industriebereich sowie für ausgewählte, als besonderes geeignet identifizierte Branchen erarbeitet worden. Im Rahmen zahlreicher Pilot- und Demonstrationsanlagen wurden anschließend die spezifischen Einzelprozesse detailliert analysiert, entsprechende Lösungen für die effiziente Einbindung solarer Wärme erarbeitet und Komponenten neu entwickelt oder angepasst (z. B. Kollektoren und Speicher für den Betrieb bei höheren Temperaturen). Dabei wurden die Funktionsweise und die technischen Vorteile der solaren Unterstützung erfolgreich nachgewiesen. Aufgrund der ausgeprägten Homogenität und Komplexität dieses Marktsegmentes und vor allem der sehr hohen wirtschaftlichen Anforderungen bzw. Erwartungen der Investoren sind hierzu noch F&E-Aktivitäten erforderlich, die auf eine deutliche Senkung der Kosten und der Komplexität der Integration von Solarwärme in industrielle Prozesse zielen.

F&E-Bedarf wird in folgenden Punkten identifiziert:

- Maßnahmen zur Standardisierung von Integration und Regelung abhängig von der zu versorgenden Wärmesenke
- Untersuchung und Demonstration solarer Prozesswärme in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern und Effizienztechnologien wie Wärmepumpe, KWK und Wärmerückgewinnung
- Maßnahmen zur Stagnationsvermeidung bei nicht vorhandenem Wärmebedarf in der einstrahlungsreichen Zeit (z. B. Betriebsferien im Sommer)

- Entwicklung geeigneter Konzepte zur Erhöhung der solaren Deckungsrate bei industriellem Wärmebedarf mit erhöhter Außentemperaturabhängigkeit
- Entwicklung einfacher und anschaulicher Hilfsmittel (z. B. Computerprogramme) zur Planung und Auslegung von Prozesswärmeanlagen
- Entwicklung angepasster Geschäftsmodelle und Unterstützung der Überwindung von nicht-technischen Hürden (Bankability, rechtliche Rahmenbedingungen, Förderkonzepte etc.) für Prozesswärmeanlagen
- Entwicklung geeigneter Verfahren, Montagematerialien und Installationshilfen zur kosten- und zeiteffizienten Installation großer thermischer Solaranlagen
- Entwicklung und Einsatz einer kostengünstiger Minimalmesstechnik zur Bewertung des Anlagenbetriebes umgesetzter Anlagen
- Entwicklung einer Strategie mit entsprechenden Maßnahmen zur flächendeckenden CO₂-armen Prozesswärmebereitstellung in 2050.

2.3.3 Kälteerzeugung

Auch die solarthermische Erzeugung von Kälte zur Kühlung von Gebäuden und Maschinen wurde in der Vorgängerstudie als einer der vier zentralen Forschungsschwerpunkte für das Technologiefeld identifiziert. In den letzten Jahren wurden erste Prototypen zu marktreifen Produkten entwickelt, sodass heute eine Vielzahl von Kältemaschinen im kleinen und mittleren Leistungsbereich kommerziell verfügbar ist. Der Fokus lag zudem auf der Demonstration der Funktionsfähigkeit und Zuverlässigkeit der Anlagen in den sehr unterschiedlichen Anwendungsbereichen. Neben den technischen Erfolgen zeigen die Ergebnisse, dass die Wirtschaftlichkeit eine sehr große Herausforderung für die kommerzielle Verbreitung bleibt. Die Deutsche Solarthermie-Technologieplattform (DSTTP) sieht gegenwärtig relativ geringe Marktchancen in Deutschland und Mitteleuropa für diese Anwendung, hervorgerufen besonders durch die Konkurrenz zur (marktbeherrschenden) elektrischen Kompressionskältetechnik. Es wird daher empfohlen, im Rahmen der Forschungsförderung nur solche Systemansätze zu unterstützen, die absehbare wettbewerbsfähige Kostenperspektiven aufweisen (DSTTP 2016). Unter dieser Voraussetzung werden folgende zentrale Themen für zukünftige F&E-Aktivitäten identifiziert (FVEE 2015):

- Weitere Standardisierung und Vorkonfektionierung von thermischen Heiz- und Kühlsystemen unter Einhaltung einer genormten primärenergetischen Mindesteffizienz
- Steigerung der Umwandlungseffizienz derartiger Systeme, um die Kosten zu senken
- Feldtests in Anlagen mit hohem Kühlbedarf und hohem Brauchwarmwasserbedarf zur systemtechnischen Standardisierung
- Minimierung des Sekundärenergiebedarfs (v.a. Strom) von thermischen Heiz- und Kühlsystemen
- Fokussierung der Entwicklung auf gasbetriebene Sorptionswärmepumpen für hohe Temperaturhübe (Ersatz von Bestandsheizung) und für niedertemperierte

Umweltwärmequellen (Luft), um die Anwendungsbreite und Gesamtjahreseffizienz stark zu erhöhen

- In der Ersatzmaßnahme Fernkälte aus Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) kann auch der Einsatz solarthermischer Kälteerzeugung im Kältenetz zu Spitzenlastzeiten sinnvoll sein und sollte im Zusammenhang mit geeigneten Kältespeichertechniken untersucht werden.

2.3.4 Netzgekoppelte Wärmeerzeugung

Erfahrungen mit Konzeption und Betrieb solarthermischer Anlagen zur netzgekoppelten Wärmeversorgung werden in Deutschland seit über 20 Jahren hauptsächlich im Rahmen von einzelnen F&E-Projekten gesammelt. Durch die Konkretisierung der Klimaziele der Bundesregierung und die erfolgreichen Beispiele aus Skandinavien ist in den letzten Jahren das Interesse der Marktakteure gewachsen und die Forschungsaktivitäten wurden intensiviert.

Aufgrund der Komplexität der Thematik war die Bandbreite der Untersuchungen sehr hoch. Neben der Bearbeitung von technischen Fragestellungen, die sich auf die Realisierung von neuen Typologien und auf die Optimierung der solarthermischen Einbindung konzentriert haben, wurden intensiv die rechtlichen, politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen analysiert, mit dem Ziel die vorhandenen Hemmnisse abzubauen. Potenzialstudien haben gezeigt, dass selbst in Deutschland Wärmegegostehungskosten ohne Förderung von 50 €/MWh und darunter erreichbar sind und die solarthermisch unterstützte, netzgekoppelte Wärmeversorgung somit eine wirtschaftlich konkurrenzfähige Alternative werden kann. Der F&E-Bedarf ist aber sowohl in der Konzeption als auch in der Umsetzung und Demonstration noch hoch. Hier gilt es vor allem folgende Aspekte zu erarbeiten:

- Einbindung von Solarthermie-Großanlagen in die Erzeugerstrukturen der Fern- und Nahwärmenetze, einschließlich der Kombination mit KWK-Technologien und EE-Stromerzeugung
- Entwicklung von Konzepten zur CO₂-neutralen Energieversorgung von Quartieren und ganzen Städten. Hierzu ist die Systemintegration von Solarthermie unabdingbar
- Entwicklung von Strategien zur Absenkung der Systemtemperaturen und insbesondere der Rücklaufftemperaturen in Wärmenetzen
- Entwicklung von neuen, zukunftsfähigen Systemkonzepten sowohl für hochverdichtete Siedlungen als auch für den ländlichen Raum, hier insbesondere in Kombination mit biomassebasierten Erzeugern
- Simulationswerkzeuge zur Vorausberechnung und zum prognosebasierten Betrieb von Wärmenetzen mit einer zunehmenden Anzahl dezentraler Wärmeeinspeiser in Kombination mit zentralen oder dezentralen Speichern inkl. Identifikation der optimalen Betriebsführung
- Entwicklung von effizienten Monitoring-Verfahren zur Gewährleistung der Qualität von Installation und Betrieb der Anlagen

- Entwicklung standardisierter, multifunktionaler Übergabestationen (Bezug und Einspeisung), die sowohl für die Einspeisung von volatilen Solarthermieerträgen als auch für andere Wärmeüberschüsse (dezentrale KWK etc.) geeignet sind
- Verbesserung nicht-technischer Randbedingungen (Bankability, rechtliche Rahmenbedingungen, Förderkonzepte, kommunale Wärmepläne etc.) für neue Wärmenetze auch außerhalb von Ballungsräumen
- Entwicklung von optimierten Transformationspfaden für solarthermische Anwendungen in bestehenden und neuen Fernwärmenetzen unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Randbedingungen. Dazu Potenzialanalyse zur solarthermischen Unterstützung vorhandener Nah- und Fernwärmesysteme und Analyse der Akzeptanz in Verbindung mit großen solarthermischen Freiflächenanlagen
- Entwicklung einer Technologie- und Umsetzungsroadmap zur Erschließung dieses Marktsegmentes.

2.4 Technologie- und anwendungsübergreifender Forschungsbedarf

Ergänzend zu dem für die einzelnen Technologien und Anwendungssegmente genannten F&E-Bedarf sind insbesondere folgende bereichsübergreifende Forschungsthemen zu nennen, die von der Deutschen Solarthermie-Technologieplattform identifiziert wurden (DSTTP 2016):

- Entwicklung branchenweiter Lösungen zur Integration der Solarthermie in Strom-Wärme-Gesamtsysteme und Berücksichtigung von smart-home Systemen
- Verstärkte Durchführung von Felduntersuchungen zur umfassenden Evaluation der Qualität ausgeführter Anlagen in Bezug auf Funktion, Ertrag und Endenergieeinsparung unter Berücksichtigung von Hilfsenergie
- Monitoring / Anlagenüberwachung / Funktionskontrolle / Fehlerdetektion, dezentral und/oder online, perspektivisch auch als Voraussetzung für Emissionshandel oder Nachweisführung
- Wissenstransfer von und an das Installationshandwerk und die Anlagenbetreiber, insbesondere mit inter- und transdisziplinären Ansätzen
- Weiterentwicklung, Vereinfachung und Vereinheitlichung europa- und weltweit gültiger Prüf- und Zulassungsverfahren sowie baurechtlicher Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahren
- Entwicklung von Verfahren zur Wirtschaftlichkeitsberechnung und Primärenergiebewertung unter Berücksichtigung der Prognoseunsicherheit z. B. zukünftiger Kosten fossiler Energieträger sowie zeitlich variabler Anteile erneuerbarer Energien
- Marktanalyse und Entwicklung innovativer solarthermie-spezifischer Vermarktungsstrategien
- Erarbeitung neuer Geschäftsmodelle wie z. B. Solarthermie-Contracting, für industrielle Prozesswärme oder Mieterwärmemodelle für die Mietwohnungsbranche

3 Bewertung der Relevanz der öffentlichen Forschungs-förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Dauer von der Erforschung und Entwicklung neuer Lösungen bis zur Inbetriebnahme erster kommerzieller Anlagen hängt von unterschiedlichen Randbedingungen ab: Unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten sind für das betrachtete Technologiefeld sowohl der prozentuale Anteil des durch Solarenergie gedeckten Wärmebedarfs als auch der spezifische Anwendungsbereich ausschlaggebend. Hohe solare Deckungsanteile setzen prinzipiell aufwendigere Lösungen zur Wärmespeicherung und/oder eine komplexere Systemtechnik voraus. Diese führen sowohl zu höheren spezifischen Kosten als auch zu niedrigeren spezifischen Erträgen und damit zu einer allgemeinen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit. Jeder Anwendungsbereich adressiert andererseits Märkte mit unterschiedlichen wirtschaftlichen Erwartungen und Tradition sowie Systeme mit unterschiedlicher Komplexität. Dezentrale Anlagen zur Raumheizung oder Bereitstellung von Trinkwarmwasser in Gebäuden werden seit über 40 Jahre installiert, während die solare Erzeugung von Prozesswärme und –Kälte oder die Solarisierung von Wärmenetzen jüngere Forschungsgebiete darstellen.

Schließlich können für die Definition der Vorlaufzeiten die klimapolitischen Strategien sowie die förderpolitischen Rahmenbedingungen entscheidend sein, weil dadurch die Marktpenetration bestimmter Technologien beschleunigt werden kann. Die Analyse der langfristigen Energieszenarien (siehe Kriterium 3) zeigt aber in diesem Fall, dass eine 95 %ige Reduktion der Treibhausgase zu keinem deutlichen Marktanreiz für die Solarthermie im Vergleich zu einer 80 %igen Reduktion führt. Somit unterscheiden sich die geschätzten Vorlaufzeiten in den zwei Entwicklungspfaden nicht. Für die Bewertung wird eine generelle öffentliche Förderung angenommen. Ohne kompensierende Unterstützung durch legislative, fiskalische oder direkte finanzielle Fördermaßnahmen ist daher mit längeren Vorlaufzeiten zu rechnen.

Unter Berücksichtigung dieser Abhängigkeiten und Annahmen sind die Ergebnisse der Bewertung in den Tab. 3-1 bis 3-6 dargestellt.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von dezentralen Solaranlagen zur Raumheizung und Trinkwarmwasser mit einem solaren Deckungsanteil < 50 %

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von dezentralen Solaranlagen für Raumheizung und Trinkwarmwasser mit einem solaren Deckungsanteil > 50 %

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Solaranlagen im Bereich Prozesswärme

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Tab. 3-4 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Solaranlagen im Bereich Kälteerzeugung

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Tab. 3-5 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von netzgebundenen Solaranlagen mit einem solaren Deckungsanteil < 30 %

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Tab. 3-6 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von netzgebundenen Solaranlagen mit einem solaren Deckungsanteil > 30 %

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Das Entwicklungsstadium des Technologiefeldes „Solare Wärme und Kälte“, das die Basis für die Bewertung der Forschungs- und Entwicklungsrisiken darstellt, unterscheidet sich sehr stark selbst innerhalb der einzelnen betrachteten Technologien, wie aus Kapitel 1 und 2 zu entnehmen ist und schon im vorherigen Bericht festgestellt wurde. Tab. 3-7 fasst den aktuellen Stand zusammen.

Solarthermische Kollektoren verschiedener Bauarten und Leistungen sind schon lange kommerziell erhältlich (TRL 9). Um eine notwendige Verbesserung der Marktdurchdringung zu ermöglichen, werden technisch anspruchsvolle Entwicklungen durchgeführt (z. B. schaltende Kollektoren für stagnationssichere Anlagen) sowie neue vielversprechende Konzepte erarbeitet (z. B. durchströmte Bauteile aus Beton oder Glas für die thermische Aktivierung von Komponenten der Gebäudehülle), die sich in einem deutlich früheren Stadium befinden (TRL 2 bis 4) oder deren Funktion noch umfangreich demonstriert werden soll (TRL 5 bis 8).

Bei Wärme- und Kältespeichern sind ebenso unterschiedliche Produkte schon lange am Markt vorhanden (TRL 9). Erforderliche Arbeiten zur Steigerung deren Effizienz und Senkung deren Kosten (z. B. Materialforschung zu thermochemischen Speichern, zu Stoffsystemen für Adsorption- und Absorptionsprozesse oder zu geologischen Speichern) weisen andererseits noch Grundlagencharakter (TRL 1) auf. Weitere, schon bekannte Konzepte, wie optimierte Schichtungen, Be- und Entladungsstrategien, thermische Aktivierung der Gebäudemasse sollen zudem weiterentwickelt (TRL 2 bis 4) und demonstriert werden (TRL 5-8).

Bei der Systemtechnik sind sowohl kommerzielle Lösungen vorhanden (TRL 9) als auch neue Lösungen mit unterschiedlichem Reifegrad in der Entwicklung. Zu erwähnen sind beispielsweise effiziente Systemschaltungen und entsprechende Regelungsstrategien bei Gebäuden mit solarem Deckungsanteil des Wärmebedarfes bis zu 100 % oder noch komplexere multimodale Systeme in Kombination mit weiteren erneuerbaren Technologien zur Gesamtenergieversorgung (Wärme- und Strom) von Gebäuden oder Quartieren, die noch entwickelt (TRL 3-4) und in ihrer Wirksamkeit demonstriert werden müssen (TRL 5- 8).

Angeichts der sehr differenzierten Entwicklungsstadien der betrachteten Technologien sind auch die Risiken bei den entsprechenden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten unterschiedlich hoch. In Tab. 3-8 wird trotzdem das gesamte Technologiefeld bewertet. Dabei wird berücksichtigt, dass ein überwiegender Teil der notwen-

digen Arbeiten kein Grundlagencharakter hat und damit ein eher geringes technisches Risiko aufweist. Das wirtschaftliche Risiko wird dagegen als hoch eingestuft.

Tab. 3-7 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level

T1 = Thermische Kollektoren, T2 = Wärme- und Kältespeicher, T3 = Systemtechnik

Für die Bewertung ist es zudem erforderlich, die Marktstruktur und -entwicklung des Technologiefeldes zu analysieren. Nach einem sehr positiven Verlauf von 1990 bis 2008, ist der Markt der solarthermischen Anlagen seit 2009 rückläufig oder stagnierend. Wie aus aktuellen Studien zu entnehmen ist (Nitsch 2014, 2015, 2016), können jedoch die in den verschiedenen Klimaszenarien definierten Ausbauziele der Solarthermie bei Fortschreibung des aktuellen Zubauniveaus bei weitem nicht erreicht werden. Für die Erschließung des großen Potenzials ist somit die öffentliche Förderung nicht nur in Form von Marktanreizprogrammen, sondern auch im F&E-Bereich unerlässlich, um die technologischen Fortschritte zu erzielen, die für einen deutlichen Marktausbau Voraussetzung sind. Das gilt vor allem aufgrund der Struktur des Marktes: Die Branche besteht nicht nur aus großen und kapitalstarken Unternehmen wie Vaillant, Bosch und Viessmann, sondern auch aus vielen kleinen und mittleren Unternehmen (KMU), die sich umfangreiche F&E-Aktivitäten finanziell nicht leis-

ten können, insbesondere für Projekte die mit hohen wirtschaftlichen Risiken verbunden sind und lange Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung aufweisen.

Die öffentliche Unterstützung von F&E-Aktivitäten ist zusammenfassend aus klimapolitischen und wirtschaftlichen Gründen zwingend erforderlich: Für die Marktpenetration von innovativen Lösungen und Systemen, die signifikant dazu beitragen können, die anspruchsvollen Klimaziele zu erreichen. Für eine langfristige Sicherstellung der noch vorhandenen Technologieführerschaft Deutschlands auf dem Gebiet.

Tab. 3-8 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“

	sehr gering	Gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Die Bewertung der Rohstoffrisiken für das Technologiefeld erfolgt basierend auf den Materialien, die heute für die entsprechenden Technologien verwendet werden. Unter dieser konservativen Annahme werden in dieser Studie keine Rohstoffe identifiziert, die nach Länderkonzentration (HHI) und gewichtetem Länderrisiko (GLR) von der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) mit hohem Risiko klassifiziert werden (DERA 2014). Die Bewertung lässt sich bei solarthermischen Kollektoren mit hoher Wahrscheinlichkeit auch auf zukünftige Entwicklungen übertragen, da hier im Vergleich zum aktuellen Stand nur mit zusätzlichen Materialien aus der Baubranche (Beton, Glas, Stahl etc.) für die gebäudeintegrierten Produkte oder eventuell zunehmend mit Kunststoffen zu rechnen ist, die schon bekannt und in Bezug auf die Umweltauswirkungen nicht kritisch sind. Im Bereich der Wärme- und Kältespeicherung laufen dagegen grundlegende Aktivitäten in der Materialforschung und damit ist zum heutigen Zeitpunkt nicht möglich die Gesamtheit der Rohstoffe zu bestimmen, die in den nächsten Jahrzehnten zum Einsatz kommen könnte. Der wesentliche Aspekt der Rohstoffrisiken wird aber bei der F&E-Arbeiten mitberücksichtigt.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Die Bewertung des Marktpotenzials unterscheidet sich stark von den Abschätzungen des vorherigen Berichtes (Wietschel et al. 2010), die auf Basis von Branchen-Szenarien (der europäischen und deutschen Solarthermie-Technologie-Plattform, ESTTP und DSTTP) erarbeitet wurden. Die Begründung liegt zum Teil an der heute umfangreicheren zur Verfügung stehenden Literatur und zum Teil an der wirtschaftlichen Entwicklung der letzten Jahre.

Referenzgröße für die Berechnung ist allgemein die installierte Kollektorfläche in m^2 . Die Umrechnung in Leistung erfolgt auf Basis einer international festgelegten spezifischen Nennleistung von $0,7 \text{ kW}_{\text{th}}/\text{m}^2$ (IEA 2004). Die Umrechnung in Wärmeerzeugung hängt dagegen sehr stark von den angenommenen flächenbezogenen Systemerträgen ab und variiert in Abhängigkeit vom Standort sowie betrachteten System. Sie kann beispielsweise ca. $250 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$ in einer Anlage zur Schwimmbaderwärmung in Finnland und über $1.000 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$ in einer Anlage zur Bereitstellung von Trinkwarmwasser in Israel betragen (Mauthner et al. 2016). Im internationalen Bereich werden von der Referenzstudie sowohl die installierte Leistung als auch die Wärmeerzeugung angegeben. Im nationalen Bereich dagegen fehlt oft die installierte Leistung. Für die Umrechnung wird einheitlich eine über die Jahre konstante spezifische Produktion von $400 \text{ kWh}/\text{m}^2$ verwendet. In erster Näherung wird dabei angenommen, dass die steigende Effizienz in Folge von Komponenten- und Systemoptimierungen die sinkenden Erträge durch erwartete höhere solare Deckungsanteile oder Betriebstemperaturen sich gegenseitig aufheben.

Tab. 4-1 Globaler Technologieeinsatz für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)	Szenarienbereich INT_2 °C	Szenarienbereich INT_besser_2 °C
Einheit	$\text{GW}_{\text{th}} / \text{TWh}$	$\text{GW}_{\text{th}} / \text{TWh}$	$\text{GW}_{\text{th}} / \text{TWh}$
2020	401 / 385	749 / 743	749 / 743
2030	604 / 585	3.418 / 3.607	31421 / 3.609
2040	810 / 790	6.640 / 7.140	61700 / 7.195
2050	1.088 / 1.067	7.931 / 8.716	81190 / 9.013

Im internationalen Bereich wurde in der vorherigen Studie aufgrund fehlender belastbarer Daten die europäische und nicht die weltweite Marktdurchdringung betrachtet. Die aktuelle vorliegende Schätzung basiert dagegen auf einer Analyse des globalen Markts (Greenpeace et al. 2015), wodurch eine deutlich höhere Anzahl von solarthermischen Installationen ermittelt wurde: Für die Jahre 2030 und 2050 wird beispielsweise eine jährliche Wärmeerzeugung von 3.609 und 9.013 TWh anstatt

1.400 und 2.400 TWh prognostiziert. Tab. 4-1 fasst die Ergebnisse der Studie für das Referenz Szenario (BAU) und zwei verschiedene Klimaszenarien zusammen.

In der Studie wird eine optimistische Steigerung der spezifischen Wärmeproduktion von 665 kWh/m² im Jahr 2012 auf 779 kWh/m² im Jahr 2050 angenommen. Die Werte für das Jahr 2014 für die Ermittlung des in Tab. 4-2 dargestellten Potenzials sind den aktuellen Erhebungen der IEA Solar Heating and Cooling entnommen worden (Mauthner et al. 2016). Das auffällige negative bzw. sehr niedrige Wachstum in Leistung und Wärmeproduktion für den Zeitraum 2014-2020 ist durch die höhere Anzahl der tatsächlich installierten Solaranlagen im Vergleich zu den Schätzungen von Greenpeace et al. (2015) sowie durch die unterschiedlichen Annahmen für die flächenspezifische Wärmeproduktion (572 kWh/m² anstatt 667 kWh/m²) zu begründen.

Tab. 4-2 Globales Marktpotenzial für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“

Jahr	Referenz (BAU)	Szenarienbereich INT_2 °C	Szenarienbereich INT_besser_2 °C
Einheit	GW _{th} / TWh	GW _{th} / TWh	GW _{th} / TWh
2014 - 2020	-9 / 50	339 / 408	339 / 408
2021 - 2030	203 / 200	2.669 / 2.864	2.672 / 2.866
2031 - 2040	206 / 205	3.222 / 3.533	3.279 / 3.585
2041 - 2050	278 / 277	1.291 / 1.576	1.490 / 1.818

Mit einer mittleren jährlichen Wachstumsrate CAGR von 10,1 % für den Zeitraum 2014 – 2050 liegt die geschätzte Marktpenetration im plausiblen Bereich.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Im nationalen Bereich sind aufgrund der von der Bundesregierung beschlossenen Klimaziele seit 2010 zahlreiche Studien veröffentlicht worden, die auch umfangreiche Informationen über die Entwicklung des Solarthermie-Marktes enthalten (DLR et al. 2012; Henning et al. 2015; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015; Prognos 2015; Nitsch 2014a; Nitsch 2014b; Nitsch 2015; Nitsch 2016). Abb. 4-1 bis 4-5 geben einen Überblick der erarbeiteten Szenarien.

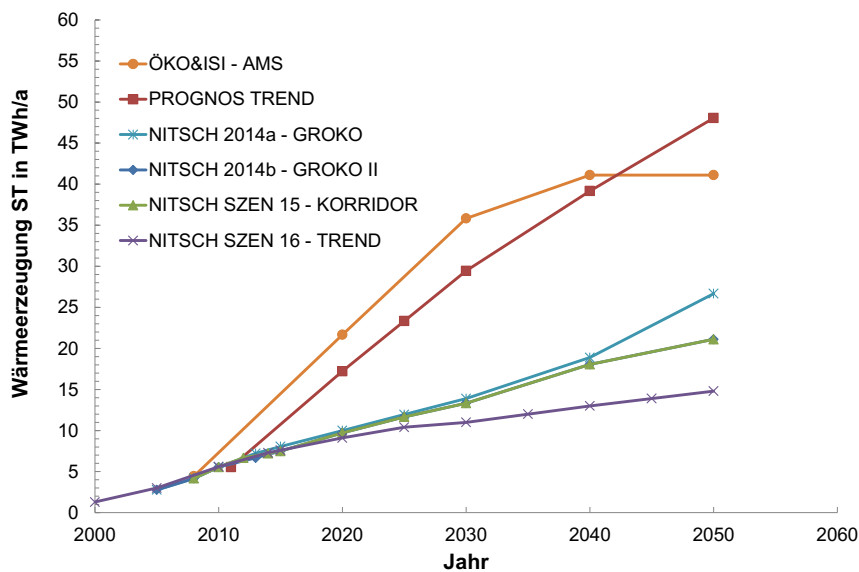


Abb. 4-1 Referenzszenarien für die Schätzung des nationalen Marktpotenzials

Bei den betrachteten Referenzszenarien (siehe Abb. 4-1) ist die große Bandbreite auffällig: Prognos et al. (2015) sowie Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) rechnen mit einer optimistischeren Marktentwicklung und liegen im Jahr 2016 deutlich höher als der tatsächliche Stand. Nitsch basiert seine Berechnungen auf aktuelleren Daten und berücksichtigt dabei die sich verändernden politischen Rahmenbedingungen. Bei den Klimaszenarien kommen dagegen die Schätzungen der unterschiedlichen Studien auf vergleichbare Ergebnisse. Danach könnten solarthermische Anlagen im Jahr 2050 bis zu 96 TWh/m² Wärme erzeugen und damit ca. 25 % der gesamten Produktion von erneuerbarer Wärme übernehmen. Eine Studie, die Energieszenarien für das Zieljahr 2050 untersucht hat und nicht auf Wachstumsszenarien beruht (Hennig et al. 2015), kommt für ein 85 % Minderungsszenario der CO₂ Emissionen mit 79 TWh für die Solarthermie zu einem ähnlichen Ergebnis. Hier wurde nicht eine singuläre Technologie, sondern ein kostenoptimaler Umbau des gesamten Energiesystems unter Berücksichtigung der Interaktionen aller verfügbaren Technologien betrachtet.

Eine verstärkte Reduktion der THG-Emissionen von 80 % auf 95 % führt generell zu minimalen Abweichungen in der Zubaurate. Alle Szenarien stimmen darin überein, dass die letzten THG-Einsparungen maßgeblich durch den Einsatz erneuerbaren Stroms erzielt werden. Mit einer mittleren jährlichen Wachstumsrate CAGR von 7,5 % für den Zeitraum 2014 – 2050 liegt die geschätzte Marktpenetration auch auf nationaler Ebene im plausiblen Bereich.

Da für die Bewertung des Technologiefeldes zentrale und dezentrale Solaranlagen unterschiedlich betrachtet werden sollen, wird in Abb. 4-3 und Abb. 4-5 die spezifische Entwicklung von netzgebundenen Anlagen dargestellt. Wie bei den Referenzszenarien lässt sich auch hier eine deutliche Diskrepanz zwischen den Studien von DLR et al. (2012) und Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) und den Analysen von Henning (2015) und von Nitsch feststellen.

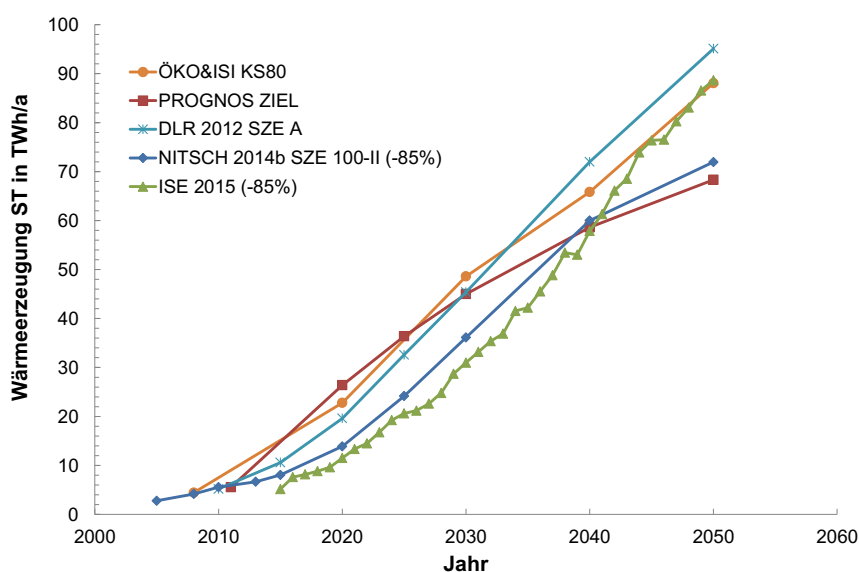


Abb. 4-2 Nationales Marktpotenzial für solarthermische Anlagen nach den Klimaszenarien zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis zu 80 %

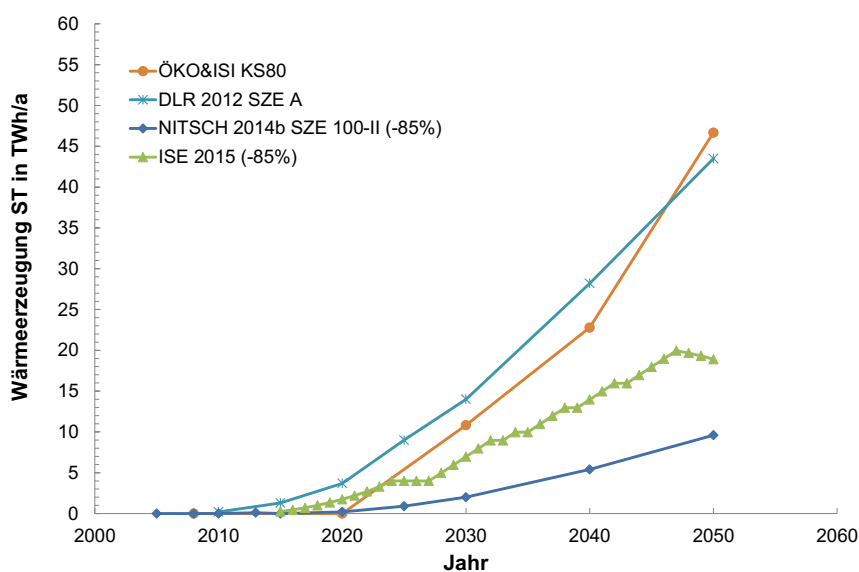


Abb. 4-3 Nationales Marktpotenzial für solarthermische netzgebundene Anlagen nach den Klimaszenarien zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis zu 80 %

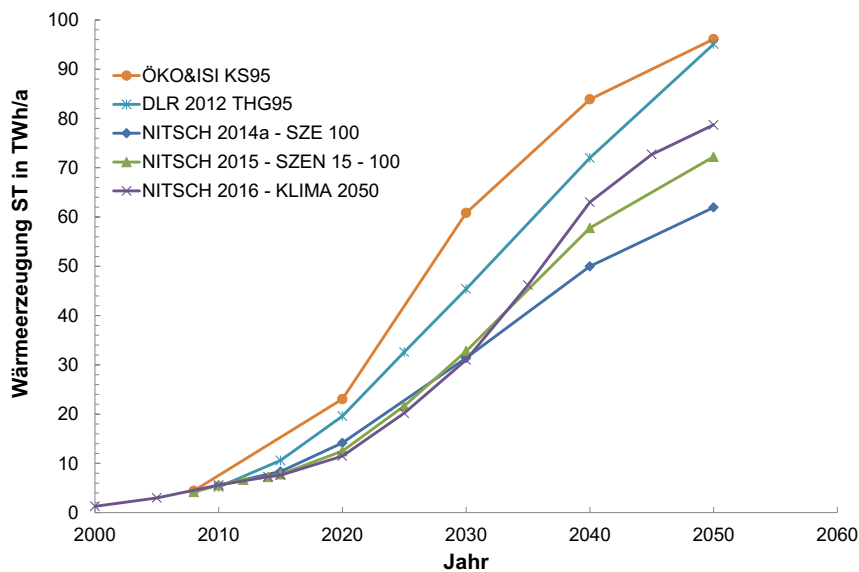


Abb. 4-4 Nationales Marktpotenzial für solarthermische Anlagen nach den Klimaszenarien zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis zu 95 %

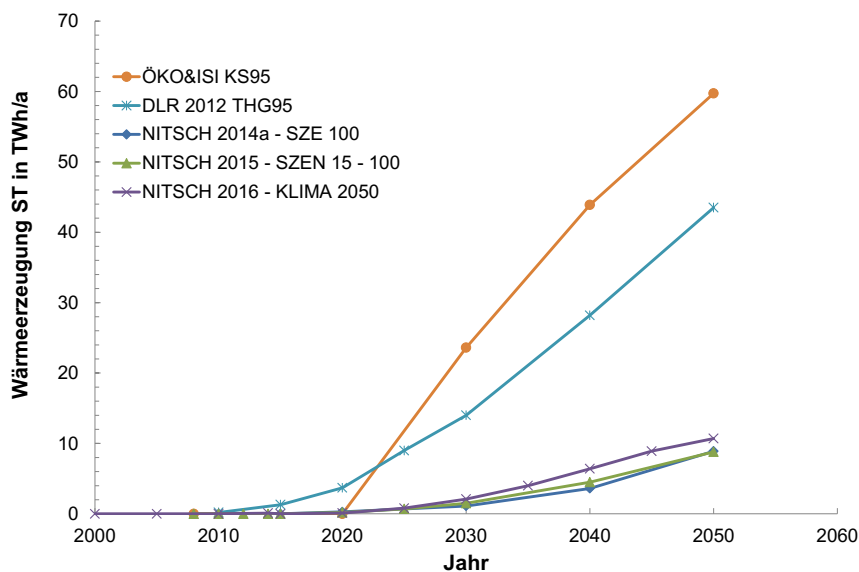


Abb. 4-5 Nationales Marktpotenzial für solarthermische netzgebundene Anlagen nach den Klimaszenarien zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis zu 95 %

Die Schätzungen der Vorgängerstudie liegen mit einer Wärmeproduktion von 256 TWh/a bzw. mit einer insgesamt installierten Leistung von 448 GW_{th} im Jahr 2050 deutlich höher als die aktuellen Zahlen. Dabei soll berücksichtigt werden, dass die damaligen Berechnungen auf dem starken Wachstum bis zum Jahr 2008 basierten und dass sich der Markt seitdem noch nicht erholt hat.

Tab. 4-3 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW _{th} / TWh		GW _{th} / TWh		GW _{th} / TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	15,9 / 9,1	37,9 / 21,7	34,3 / 19,6	46,2 / 26,4	20,1 / 11,5	40,3 / 23,1
2030	19,3 / 11,0	62,7 / 35,8	78,8 / 45,0	85,1 / 48,6	54,3 / 31,0	106,5 / 60,8
2040	22,8 / 13,0	71,9 / 41,1	102,6 / 58,6	126,0 / 72,0	110,2 / 63,0	146,8 / 83,9
2050	25,9 / 14,8	84,1 / 48,1	119,5 / 68,3	166,4 / 95,1	137,7 / 78,7	168,2 / 96,1

Tab. 4-4 Nationales Marktpotenzial für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW _{th} / TWh		GW _{th} / TWh		GW _{th} / TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014 - 2020	3,0 / 1,7	25,0 / 14,3	21,4 / 12,2	33,3 / 19,0	7,2 / 4,1	27,2 / 15,7
2021 - 2030	3,3 / 1,9	24,8 / 14,2	44,5 / 25,4	38,9 / 22,2	34,1 / 19,5	66,1 / 37,8
2031 - 2040	3,5 / 2,0	9,2 / 5,3	23,8 / 13,6	40,9 / 23,4	55,9 / 32,0	40,3 / 23,1
2041 - 2050	3,2 / 1,8	12,2 / 6,9	17,0 / 9,7	40,4 / 23,1	11,7 / 6,7	21,4 / 12,2

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Für die Bewertung des Beitrages zur Vermeidung von Treibhausgasen sowie von weiteren schädlichen Emissionen werden die Auswirkungen im Vergleich zu einer geeigneten Referenztechnologie geschätzt. Da Solaranlagen auch in Zukunft maßgeblich zur Raumheizung und Bereitstellung von Trinkwarmwasser für Wohngebäude eingesetzt werden, wird als Referenz der Technologiemix in privaten Haushalten aus dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) gewählt. Als fossile Energieträger werden dabei aber nur Heizöl und Erdgas berücksichtigt, während Stromheizung und Fernwärme Referenz-Energiemix vernachlässigt werden.

Die Berechnung basiert auf dem in Kapitel 4.1 definierten nationalen Marktpotenzial. Die spezifischen Emissionen für fossile und erneuerbare Energieträger mit Einbeziehung der Vorkette werden nach dem Verfahren vom Umweltbundesamt ermittelt (UBA 2014a). Die Ergebnisse sind in Tab. 4-5 und Tab. 4-6 zusammengefasst und zeigen, dass im Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe die solarthermische Wärmebereitstellung durch ihren emissionsfreien Betrieb erheblich zur Entlas-

tung beiträgt. Dies gilt nicht nur für Treibhausgase sondern auch für weitere Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen. Lediglich bezüglich der Staubemissionen fällt die Bilanz durch die Emissionen bei der Gewinnung der Rohstoffe und bei der Herstellung leicht negativ aus. Die Ergebnisse für CO₂-äq- und SO₂-äq-Emissionen sind in Tab. 4-5 und Tab. 4-6 dargestellt. Die negativen Minima für die Jahre 2020 und 2030 ergeben sich wie bei der Bewertung der Energie- und der Kosteneffizienz (Kriterien 5 und 6) aus den ausgewählten Szenarien: Das geschätzte Marktpotenzial nach den aktuelleren Klimaszenarien von Nitsch (2016) zeigt nämlich niedrigere Werte als diejenige, die in den Referenzszenarien von Prognos (2015) sowie Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) angenommen werden.

Tab. 4-5 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	- 0,5 – 4,2	- 2,5 – 3,4
2030	2,2 – 9,1	- 1,2 – 12,2
2040	4,2 – 14,1	5,2 – 16,9
2050	4,8 – 18,9	7,2 – 19,2
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (szenarienbedingt)		

Tab. 4-6 Jährlich vermiedene SO₂-äq-Emissionen durch das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Name des Schadstoffs:		
kt SO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	- 0,4 – 3,1	- 1,8 – 2,5
2030	1,6 – 6,4	- 0,8 – 8,5
2040	2,6 – 8,8	3,2 – 10,5
2050	2,7 – 10,6	4,0 – 10,7
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (szenarienbedingt)		

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energieeffizienz

Für die Bewertung des Beitrages zur Energieeffizienz wird der vermiedene Primärenergieeinsatz durch solarthermische Anlagen im Vergleich zu den festgelegten und schon erwähnten Referenztechnologien ermittelt. Die Berechnung erfolgt unter den Annahmen einer spezifischen Wärmeproduktion (Endenergie) der Anlagen von 400 kWh/m²a sowie eines Primärenergiefaktors von 1,1 für die konventionellen Energie-

träger (Erdgas und Öl) und mit Berücksichtigung des geschätzten nationalen Marktpotenzials aus Tab. 4-3. Die Ergebnisse sind für die Bandbreite der betrachteten Szenarien in Tab. 4-7 zusammengefasst und zeigen, dass im Jahr 2050 bis zu 322 PJ/a Energie eingespart werden kann.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	- 8,2 – 68,5	- 40,3 – 55,3
2030	36,5 – 148,9	- 19,1 – 197,3
2040	69,3 – 233,6	86,7 – 280,7
2050	80,2 – 318,0	121,4 – 321,9

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (szenarienbedingt)

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Die Bewertung der Kosteneffizienz erfolgt durch den Vergleich zwischen den Investitionen für die Errichtung, Betrieb und Wartung der in den Klimaszenarien zusätzlich installierten solarthermischen Anlagen und den Kosten für die durch dieselben Anlagen eingesparte Primärenergie, die beim Einsatz der Referenztechnologien bzw. beim Verbrauch entsprechender fossiler Brennstoffe entstehen würden. Kosten für vermiedene neue Installationen oder reduzierten Wartungsaufwand bei den Referenztechnologien sind dabei nicht enthalten. In den Berechnungen wird die zeitliche Entwicklung der techno-ökonomischen Parameter bis zum Jahr 2050 berücksichtigt.

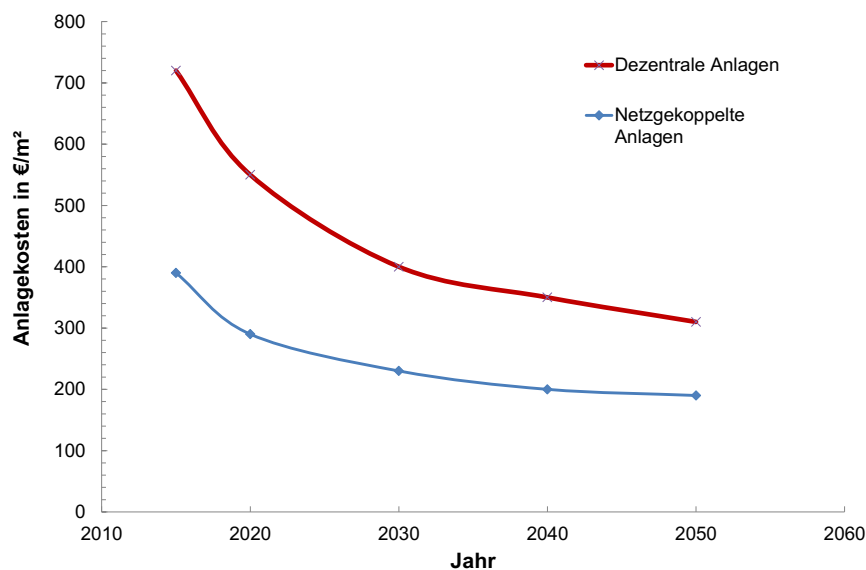


Abb. 4-6 Kostenentwicklung für dezentrale und netzgekoppelte solarthermische Anlagen

Quelle: DLR et al. (2012)

Die Kostenentwicklung von solarthermischen Anlagen wird aus der Studie von DLR et al. (2012) entnommen und ist in Abb. 4-6 dargestellt. Vergleichbare Regressionen können der Analyse von Henning et al. (2015) entnommen werden, wobei hier Kollektoren und Speicher separat behandelt werden. Die Schätzungen für dezentrale Einzelanlagen werden aufgrund der guten Übereinstimmung mit der im Rahmen der letzten Evaluierung des Marktanreizprogramms durchgeführten Datenerhebung (Fichter et al. 2016) auch für das Jahr 2015 ohne Anpassung verwendet. Die Schätzungen für netzgebundene Anlagen für das Jahr 2015 werden ebenso als Referenz angenommen, wobei hier keine vergleichbar belastbare Datenbasis vorliegt. Die Kostenentwicklung für Gas und Öl wird dagegen aus der Studie von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) übernommen.

Zusätzlich zu den Kosten für Errichtung, Betrieb und Wartung der Solaranlagen werden die Kosten für CO₂-Einsparungen berücksichtigt. Die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise bezieht sich ebenso auf die Studie von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015).

Die Ergebnisse sind in Tab. 4-8 dargestellt: Bedingt durch die sich verbesserte Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen und die steigenden Preise für fossile Brennstoffe sowie für CO₂-Zertifikate können im Jahr 2050 bis zu ca. 7 Mrd. € eingespart werden. Aufgrund der Bandbreite der betrachteten Szenarien und der verwendeten Berechnungsmethodik schwanken die erwarteten Kosteneinsparungen sehr stark.

Die sogenannte „Gas-Parity“ wird somit nach einigen Studien schon im Jahr 2020, nach anderen erst nach 2030 erreicht.

Tab. 4-8 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf das Basisjahr 2015)

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	- 1,74 – 0,46	- 1,38 – 1,01
2030	- 2,05 – - 0,16	- 1,49 – 0,67
2040	- 0,45 – 0,95	- 0,42 – 1,91
2050	0,90 – 4,78	0,58 – 6,97
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten, szenarienbedingt)		

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Für die inländische Wertschöpfung gibt das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung für 2012 einen Wert von 678 Mio. € an direkter und indirekter Wertschöpfung an (Hirschl et al. 2015). Dieser Wertschöpfung ist im gleichen Jahr ein Branchenumsatz in Deutschland ansässiger Unternehmen von 1.010 Mio. € gegenübergestellt (Böhmer et al. 2015), was einer Quote von 67 % entspricht. Diese Wertschöpfung wird durch inländische Herstellung von Komponenten zur in- und ausländischen Installation und durch inländischen Handel/Installation und Wartung erreicht. Tab. 4-9 gibt die Marktanteile der Komponenten zur Nutzung von Solarther-

mie aus inländischer Herstellung an. Für die Betrachtung der künftigen Wertschöpfung wurde damit ein gleichbleibender Anteil von 89 % Marktanteil am inländischen und 20 % am internationalen Markt angesetzt. Die Daten für den Zeitraum 2000 bis 2010 sind aus der Literatur entnommen (DIW 2011).

Tab. 4-9 Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
%-Anteil an TWh (Deutschland)	85,4	87,4	89,0	89	89	89	89
%-Anteil an TWh (International)	19,3	21,9	20,5	20	20	20	20

Die Aufteilung von Anlagenkosten wird gemäß Abb. 4-7 auf 37 % Komponentenkosten (Systempreis HST komplett) und 63 % weitere Kosten abgeschätzt. Diese weiteren Kosten können für alle im Betrachtungsjahr im Inland installierten Anlagen angesetzt werden, jedoch nicht für die internationale Betrachtung.

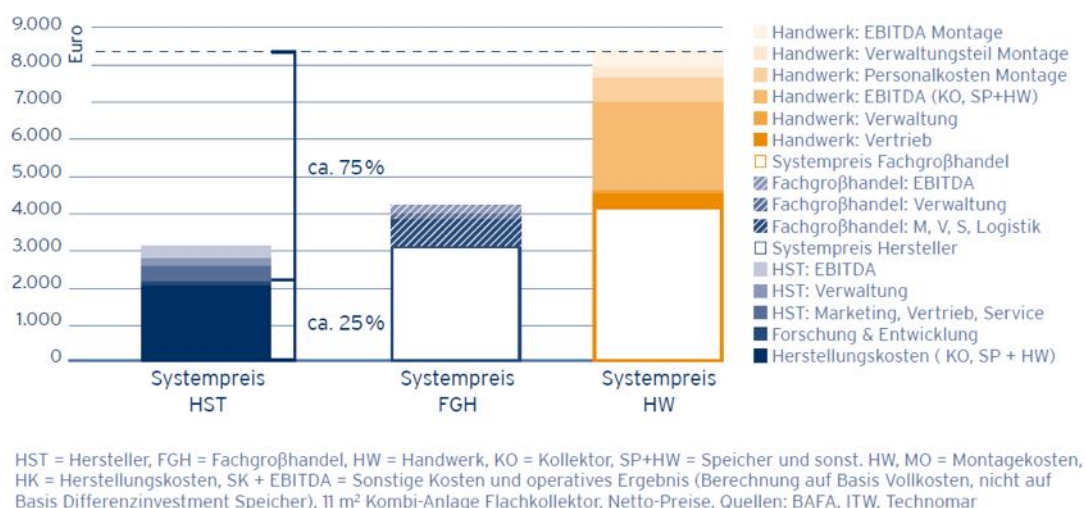


Abb. 4-7 Endkunden Systempreise einer Solarwärmanlage nach BSW Fahrplan

Die Abschätzung der Marktpotenziale in Abschnitt 4.1 geht mit den in Tab. 4-10 aufgeführten Zubauraten einher.

Quelle: BSW 2012

Das nationale Marktpotenzial in Deutschland für die Komponentenherstellung ergibt sich durch die Berücksichtigung der in Tab. 4-9 aufgeführten Marktanteile. Mit einer Anlagenkostenentwicklung, wie sie in Tab. 1-1 für zentrale bzw. dezentrale Anlagen aufgeführt ist, und einer Aufteilung in zentrale und dezentrale Anlagen gemäß den herangezogenen Studien ergibt sich schließlich die in Tab. 4-11 dargestellte inländische Wertschöpfung. Die Begriffe „Min“ und „Max“ beziehen sich hier auf die gesamte Installation von Solaranlagen in den entsprechenden Szenarien. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung von Kosten und Zubauraten bei dezentralen und netzgebundenen Anlagen in den betrachteten nationalen Studien werden in einigen Fällen niedrigere Wertschöpfungen bei höheren Installationen erreicht.

Tab. 4-10 Globales und nationales Zubaupotenzial für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“

Jahr	International		National			
	Szenarienbereich INT_2 °C	Szenarienbereich INT_besser_2 °C	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	TWh	TWh	TWh		TWh	
			Min	Max	Min	Max
2020	66,6	66,6	2,40	3,76	0,78	3,09
2030	286,4	286,6	2,54	2,22	1,95	3,78
2040	353,3	358,6	1,37	2,34	3,20	2,31
2050	157,6	181,8	0,97	2,31	1,57	1,58

Tab. 4-11 Inländische Wertschöpfung im Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International		National			
	Szenarienbereich INT_2 °C	Szenarienbereich INT_besser_2 °C	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. € _{2015/a}	Mrd. € _{2015/a}	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}	
			Min	Max	Min	Max
2020	4,48	4,51	1,82	3,33	0,68	2,74
2030	13,62	13,63	1,64	1,13	1,20	1,79
2040	14,50	14,72	0,71	0,90	1,70	0,81
2050	5,76	6,65	0,42	0,86	0,70	0,48

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Die deutsche Industrie ist seit Jahrzehnten führend im betrachteten Technologiefeld, wie der Markt für solarthermische Anlagen und vor allem die Exportaktivitäten der letzten Jahren beweisen (Mauthner et al. 2016; DIW 2011).

Tab. 4-12 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☒ Technologieführerschaft ☐ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Eine quantitative Bewertung der F&E-Aktivitäten erfolgt im vorliegenden Bericht anhand einer vergleichenden Betrachtung des erbrachten Aufwandes (Input-Orientierung) und der daraus resultierenden Aktivitäten (Output-Orientierung). Der Status quo wird für das Jahr 2014 analysiert und eine Analyse der zeitlichen Trends erfolgt für das Zeitintervall 2005 – 2014.

Für die Inputs-Betrachtung wird die Entwicklung öffentlicher F&E-Budgets im entsprechenden Technologiefeld aufgezeigt. Die Angaben sind aus der Datenbank der International Energy Agency (IEA) entnommen und beziehen sich auf den RD&D-Bereich (Research, Development & Demonstration) für das spezifische Feld „Solar Heating and Cooling“ (IEA 2017). Berücksichtigt werden dabei ausschließlich die Bundesförderungen durch das sechste Energieforschungsprogramm, nicht dagegen die ebenso relevanten Förderungen durch die Bundesländer sowie durch die Europäische Kommission.

Mangelhafte bzw. fehlende Dokumentation für Länder wie China oder die USA sowie für viele Länder der Europäischen Union erschwert einen aussagekräftigen internationalen Vergleich. Zur Orientierung werden daher die Daten für Österreich betrachtet, ein sehr aktives Land mit langer solarthermischer Tradition und mit der weltweit höchsten installierten Leistung pro Einwohner. Tab. 4-13 weist für den Zeitraum 2005-2014 im Mittel eine geringe positive Förderrate für das Technologiefeld in Deutschland auf. Im Verhältnis zu den öffentlichen F&E-Investitionen für den gesamten Energiebereich sinkt dagegen das Budget im zeitlichen Trend um 0,06 % pro Jahr. Österreich weist eine nahezu vergleichbare Entwicklung der Förderungen auf, wobei hier der Anteil am gesamten F&E-Budget für die Energietechnologien in den letzten Jahren steigt und vor allem die Investitionen pro Kapital deutlich höher sind (0,6 gegen 0,07 Mio. € / Mio. Einwohner im Jahr 2014).

Tab. 4-13 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld – Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2014)	Mio. €	7,5
Zeitlicher Trend (2005 – 2014)	+ Mio. €/a	0,26
Zeitlicher Trend (2005 – 2014)	+ %/a	3,5
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2014)	Mio. €	835
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2014)	%	0,9
Zeitlicher Trend (2005 - 2014)	+ %/a	- 0,06
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld – Internationaler Vergleich mit Österreich		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2014)	Mio. €	5,1
Zeitlicher Trend (2005 - 2014)	+ €/a	0,38
Zeitlicher Trend (2005 – 2014)	+ %/a	7,4
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2014)	Mio. €	145,8
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	3,5
Zeitlicher Trend (2005 - 2014)	+ %/a	0,06 %

Für die Output-Betrachtung werden für die akademische Forschung die Publikationen durch deutsche Universitäten oder Forschungsinstitute und für die anwendungsnähere Entwicklung die von deutschen Privatpersonen, Firmen oder Institutionen angemeldeten Patente analysiert.

Die Publikationsanalyse wurde mit dem Tool Web of Science Analytics (Clarivate Analytics 2017) durchgeführt. Die Software stellt die umfangreichste Quelle für Forschungsarbeiten weltweit dar, bezieht sich auf über 33.000 Zeitschriften und ermöglicht eine detaillierte Recherche über Autoren, entsprechende Institutionen und Länder. Als Suchkriterium hat sich die einfache Kombination der Schlagworte „Solar“ AND „Thermal“ als zielführend erwiesen. Die Suchergebnisse wurden anschließend nach Fachzeitschriften gefiltert. Die zeitliche Entwicklung im Vergleich zu den auf dem Gebiet stärksten Ländern ist in Abb. 4-8 dargestellt, die Ergebnisse der Untersuchung in Tab. 4-14. Es zeigt sich, dass der Output zwischen 2005 und 2014 absolut gestiegen ist. Relativ beträgt der Anteil der Publikationen am weltweiten Aufkommen für das Referenzjahr 2014 9,7 %, wobei ein negativer linearer Trend von - 0,4 % pro Jahr anzuzeigen ist. Der zeitliche Verlauf entspricht dem von anderen Europäischen Ländern. Die USA und vor allem China weisen dagegen in den letzten 10 Jahren ein stärkeres Wachstum auf.

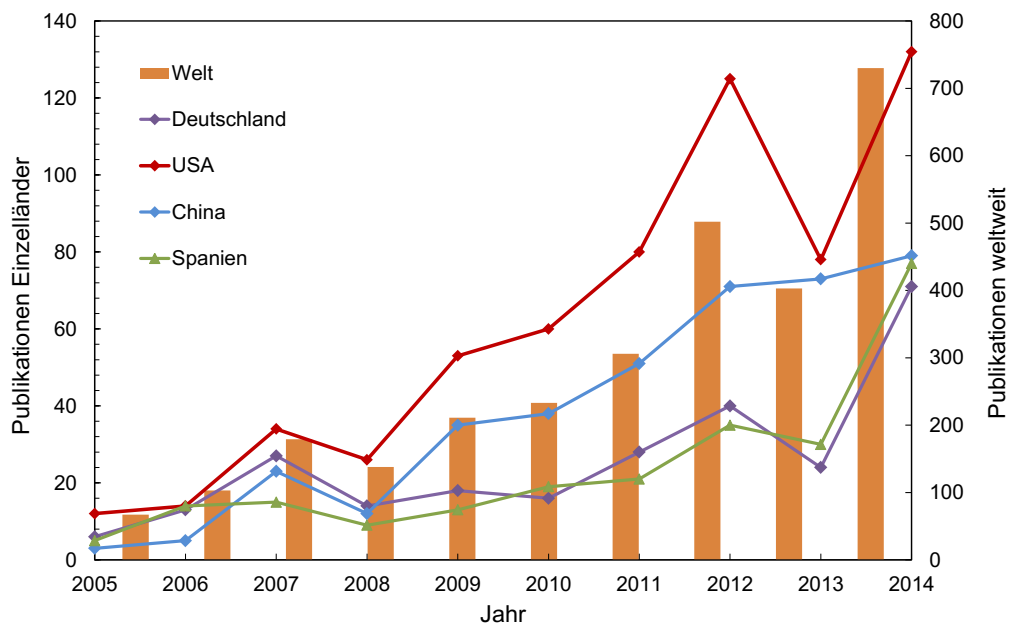


Abb. 4-8 Auswertung der Publikationsrecherche auf dem Gebiet für den Zeitraum 2005 – 2014 für Deutschland und weitere relevanten Länder

Die Patentanalyse wurde in Kooperation mit dem Patentinformationszentrum (PIZ) in Dresden durchgeführt. Dafür wurde in der Datenbank FAMPAT vom Tool Questel-Orbit (Questel 2017) recherchiert, deren Datensätze komplette, sogenannte „enge Patentfamilien“ umfassen, also Gruppen von Patentanmeldungen, die über eine gleiche Priorität direkt miteinander verbunden und aus einer gemeinsamen Ursprungsanmeldung hervorgegangen sind. FAMPAT ist die einzige bekannte Datenbank, die im Unterschied zu allen anderen freien sowie kommerziellen Patent-Datenbanken vom engen Familien-Begriff ausgeht. Für den Anmeldezeitraum 2005 bis 2014 wurden insgesamt 54.445 Patent-Familien weltweit ermittelt. Anschließend wurde eine zusätzliche Recherche im Datenbestand von FAMPAT und in den Questel-Volltext-Datenbanken mittels spezifischer Suchbegriffe durchgeführt, um die Ergebnisse zu verfeinern. Die Suche erfolgte in den Abstracts, Titeln, allen Ansprüchen bzw. in den Volltexten.

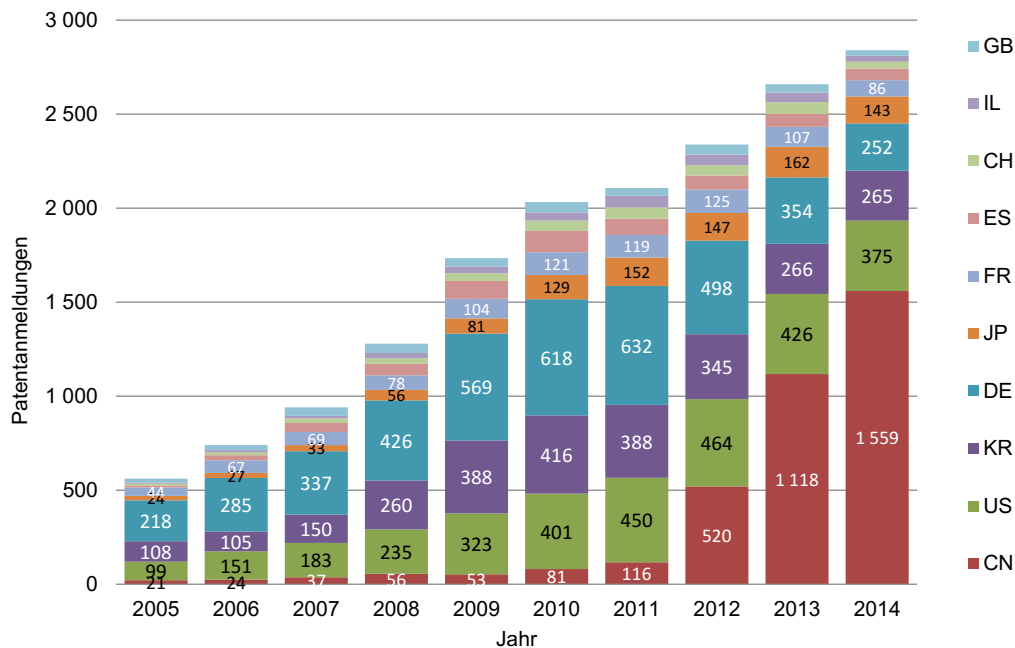


Abb.4-9 Auswertung der Patentrecherche auf dem Gebiet im Zeitraum 2005 bis 2014 – Anzahl der Anmeldungen aus Deutschland und weiteren relevanten Ländern

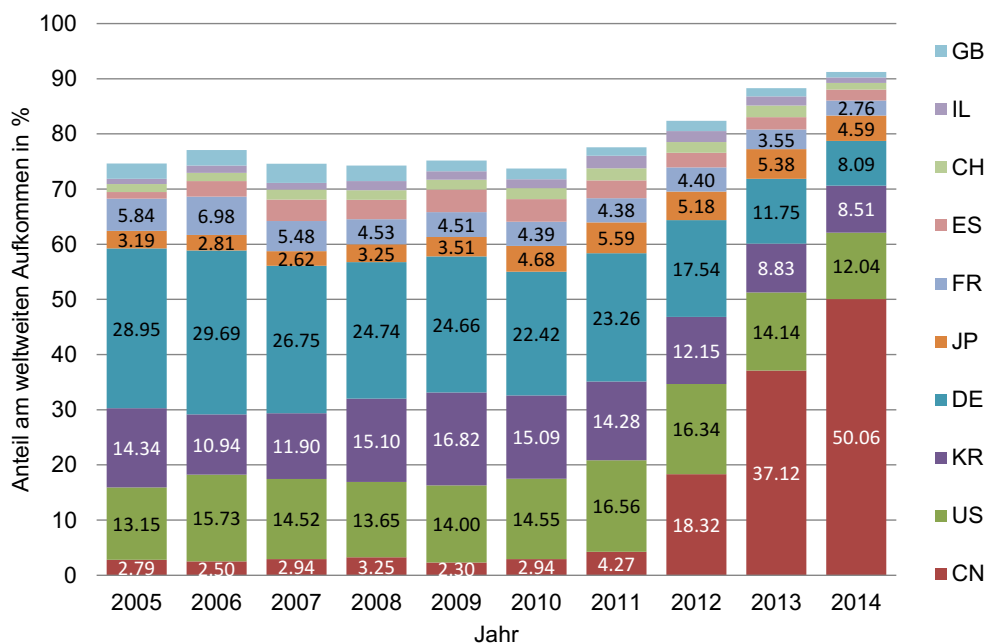


Abb. 4-10 Auswertung der Patentrecherche auf dem Gebiet im Zeitraum 2005 bis 2014 - Anteil am weltweiten Aufkommen für Deutschland und weitere relevante Länder

Die Ergebnisse zeigen die klar führende Position Deutschlands bis zum Jahr 2011, mit einer kontinuierlich steigenden Anzahl von Patentanmeldungen. Die letzten Jahre sind dagegen durch eine negative Tendenz (im gesamten europäischen und nicht europäischen Markt mit unterschiedlicher Ausprägung erkennbar) sowie eine stark wachsende Konkurrenz vor allem aus China, aber auch aus USA und Korea gekennzeichnet. Diese drei Länder belegen im Jahr 2014 jeweils Platz 1, 2 und 3. Der Anteil

von deutschen Patenten am weltweiten Aufkommen sinkt im betrachteten Zeitraum von 29 % (2005) auf 8 % (2014) deutlich.

Tab. 4-14 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Solare Wärme & Kälte“ – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	%	9,7
Zeitlicher Trend 2005 - 2014	%/a	- 0,4
Patente als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	%	8
Zeitlicher Trend 2005 – 2014	%/a	- 2,0

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Nach dem Institut für Demoskopie in Allensbach halten 71 % der Bevölkerung eine Umstellung von Kernenergie zu regenerativen Energien bis zum Jahr 2020 für richtig (Institut für Demoskopie 2015). 80 % der Befragten erwarten und 85 % wünschen, dass Solarenergie einen hohen Anteil an der Energieversorgung haben wird. Über Jahre wiederholte Umfragen zeigen, dass die Ängste vor einer unsicheren Energieversorgung in der Bevölkerung sinken und man den regenerativen Energietechnologien die Substitution von Öl, Gas, Kohle und Kernenergie zutraut. Erkennbar ist jedoch auch eine Verschiebung der Motivation, solartechnische Anlagen zu installieren: Während in den Jahren bis zur Jahrtausendwende vornehmlich bei Ein- und Zweifamilienhaus-Eigentümern idealistische Gedanken, wie etwas für die Umwelt oder die eigene energetische Unabhängigkeit tun zu können, sehr verbreitet waren, dominiert aktuell die Erwartung, dass sich energetische Sanierungen finanziell rechnen müssen. Nur 30 % der Bevölkerung würden höhere Preise akzeptieren, 53 % lehnen dies ab. Die Amortisationszeit für solarthermische Anlagen, die ein Kunde erwartet, ist vom Gebäudetyp und damit vom Investor abhängig. Bei Investitionen für Mehrfamilienhäuser und Nicht-Wohngebäude wird ein Zeitraum von 5 bis deutlich unter 10 Jahren erwartet (Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 2011), bei gewerblichen und industriellen Investoren zwischen 3 und 5 Jahren. Die Diskrepanz dieser Erwartung zu den tatsächlichen, aktuellen Amortisationszeiten solarthermischer Anlagen wird ohne gezielte Gegenmaßnahmen die gewünschte Entwicklung absehbar gefährden. Aktuelle und insbesondere von den Energiekosten fossiler Energieträger abhängige erwartete Amortisationszeiten für Systeme und einzelne Komponenten wurden vom BSW berechnet und können für die Bemessung von Fördermaßnahmen herangezogen werden.

Seitens der Hersteller und des Vertriebs sind vor allem Maßnahmen erforderlich, die Systemkosten senken. Dazu beitragen kann eine fortschreitende Standardisierung

durch europäische und internationale Normung, die Reduktion von Planungskosten durch Komplett-Angebote bewährter Systeme seitens der Hersteller oder des Großhandels, öffentliche Qualitätskontrolle von Systemlösungen sowie die Unterstützung der überwiegend kleinen Handwerksbetriebe bei der Planung, Montage, Inbetriebnahme sowie bei Vertrieb der zunehmend komplexeren Systeme und bei deren Fortbildung.

Fördermodelle sollten in dem Maße bemessen und rechtliche Rahmenbedingungen so entwickelt werden, dass für Investoren solarthermischer Anlagen eine Amortisationszeit von 5 bis 7 Jahren und für Mieter in Mehrfamilienhäusern eine Senkung der Nebenkosten erreicht werden kann.

Auch wenn eine Reihe von solarenergetischen Studien solarthermische und photovoltaische Energiegewinnung nicht unterscheiden, so können sie für beide Technologiefelder gleichermaßen herangezogen werden, wenn es um die Akzeptanz des Aufstellungsortes hinsichtlich Landschaftsbild, Denkmalschutz oder Ästhetik bzw. architektonische Aspekte der Fassaden- oder Dachintegration geht.

Wenn bisher die Installation solarthermischer Anlagen fast ausschließlich Ein- und Zweifamilienhäuser betroffen hat, rechnen die betrachteten Klimaszenarien mit einem signifikant höheren Einsatz in weiteren Anwendungsbereichen wie Mehrfamilienhäuser, industrielle Prozesswärme (bis 100 °C), Nicht-Wohngebäude, Nah- und Fernwärmeunterstützung und Klimatisierung für die kommenden Jahrzehnten. Diese notwendige Ausweitung und die damit verbundene Verschiebung des solarthermischen Marktes erfordern sowohl vorbereitende technische als auch rechtliche, planerische und Produktgestaltungsmaßnahmen, sodass die aktuell hohe Akzeptanz der Bevölkerung erhalten bleibt.

Technische Entwicklungen wären zum Beispiel optisch ansprechende Fassadenkomponenten für Mehrfamilienhäuser sowie für Nicht-Wohngebäude in Metropolen und Gewerbegebieten und angepasste Lösungen für Siedlungen mit historisch bedeutenden Gebäuden sowie für die Freiflächenaufstellung.

Rauh (2012) stellt anhand von Fallstudien fehlende, differenzierte Informationen bei Planungsstellen über die solare Energienutzung in den Gemeinden fest, die für eine Regional- und Bauleitplanungen notwendig wären. Darüber seien „weitere Möglichkeiten der Regionalplanung insbesondere unter Anwendung weicher Instrumente der Beratung und des Monitorings einer nachhaltigen Nutzung von dezentraler Solarenergiegewinnung noch wenig fortgeschritten.“

Tab. 4-15 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld „Solare Wärme und Kälte“ zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Dezentrale Wärmeversorgung	Niedrige Akzeptanz	Lange Amortisationszeiten	Hohe Akzeptanz	Institut für Demoskopie (IFD) 2015	Hohe Akzeptanz	40 Jahre Erfahrung der Branche
Netzgebundene Wärmeversorgung (Freiflächen)	Niedrige Akzeptanz	Markt ist nicht entwickelt. Gestaltungsfreiraum ist technisch nicht entwickelt.	Hohe Akzeptanz	Erfolgreiche Beispiele aus Skandinavien	Mittlere Akzeptanz	Frage der Flächenkonkurrenz

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Erfahrungen bei der baulichen Sanierung von Mehrfamilienhäusern und Siedlungen zeigen, dass allgemein positiv bewertete Wärmeschutzmaßnahmen in Ablehnung und Widerstand der Mieter umschlagen oder zu einer Verdrängung der ärmeren Bevölkerung führen können, wenn nach der Maßnahme mit einer Erhöhung der Warmmiete zu rechnen ist. Fördermaßnahmen und Mieterrechte sollten diesen Gegebenheiten idealerweise angepasst und (finanzielle) Beteiligungskonzepte für Mieter entwickelt werden, um diesen für den städtischen Bereich zukünftig wichtigen Markt nachhaltig zu gestalten. Die rechtlichen Rahmenbedingungen müssen so gestaltet werden, dass energetische Sanierungsmaßnahmen einschließlich der solarthermischen, zu einer Senkung der Nebenkosten führen. Durch Partizipation aller Nutzer, einschließlich derer, die sich nicht selbst durch Investitionen beteiligen können, kann sich in städtischen Siedlungen die notwendige Dynamik entwickeln, um die Energiewende zu erreichen.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Die Bewertung der unternehmerisch-technischen Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit erfolgt nicht für das gesamte Technologiefeld, sondern verlangt eine Unterscheidung zwischen dezentralen Einzelanlagen oder netzgebundenen Anlagen.

Gemeinsam sind beiden Arten der Anlagen die wirtschaftliche Nutzungsdauer, die sich von den heutigen 25 Jahren auf über 30 Jahre ab 2030 erhöhen soll, in Anlehnung an die Erwartungen der vorherigen Studie. Planungs- und Bauzeiten sind dage-

gen stark differenziert, da die Einbindung in ein Wärmenetz ein komplexerer Prozess ist, der mehrere Akteure involviert und einen deutlich höheren Aufwand mit sich bringt. Die Bauzeit ist zudem vom solaren Deckungsanteil bzw. von der Notwendigkeit eines großen saisonalen Wärmespeichers abhängig. Ebenso unterschiedlich sind die spezifischen Investitionen. Wie für die Bewertung der Kosteneffizienz (Kriterium 6) werden auch hier die Werte aus der Studie von DLR et al. (2012) verwendet.

Zusammengefasst weist die Nutzung von dezentralen Einzelanlagen eine sehr niedrige Pfadabhängigkeit und eine entsprechend sehr hohe Reaktionsfähigkeit auf. Im Vergleich dazu beeinflusst der Einsatz von großen netzgebundenen Anlagen die Strukturen der Energieversorgung deutlich stärker. Dabei soll aber die Flexibilität der Wärmenetze und die Möglichkeit zur Hybridisierung mit alternativen Quellen (Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen, PtH, Biomasse, etc.) mitberücksichtigt werden.

Tab. 4-16 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ für dezentrale Einzelanlagen

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	1	1	1	0,8	0,5
Bauzeit	Monate	1	1	1	0,8	0,7
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	25	30	30	35	35
Spezifische Investition	€/2015/m ²	720	550	400	350	310

Tab. 4-17 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ für netzgebundene Anlagen

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	18	15	13	12	12
Bauzeit	Monate	24	20	16	14	12
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	25	30	>30	>30	>30
Spezifische Investition	€/2015/m ²	390	290	230	200	190

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Abhängigkeit des Technologiefelds von den Infrastrukturen unterscheidet sich ebenso je nachdem, ob die Nutzung von Niedertemperatur-Solarwärme durch dezentrale Einzelanlagen oder durch netzgebundene Anlagen erfolgt. Der zukünftige Anteil beider Typologien variiert sehr stark in den verschiedenen betrachteten Studien (siehe Abb. 4-3 und Abb. 4-5): Entsprechend der Studien von DLR et al. (2012) und Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) wird der Anteil beider Nutzungsvarianten im Jahr 2050 etwa gleich groß sein. Nach den Analysen von Hennings et al. (2015) und von Nitsch werden dagegen die netzgebundenen Anlagen maximal 14 % der gesamten Installationen betragen.

Für die Nutzung mittels Einzelanlagen ist prinzipiell keine Infrastruktur erforderlich, da die Gewinnung der Solarwärme, ihre Speicherung sowie ihr Verbrauch, unabhängig von der Höhe des solaren Deckungsanteils, direkt vor Ort erfolgt. Für die Nutzung von Solarwärme mittels Nahwärmenetzen müssen die entsprechenden Netze verfügbar sein. Hierzu ist zum einen ein Neubau bzw. eine Erweiterung vorhandener Netze erforderlich. Zum anderen ist es notwendig, die bereits vorhandenen Netze zu sanieren und an den durch die bessere Wärmedämmung der Gebäude deutlich reduzierten Wärmebedarf anzupassen. In Zusammenhang mit der Sanierung der Wärmenetze kommt sowohl der Verbesserung der Wärmedämmung der Rohrleitungen als auch der Senkung des Temperaturniveaus eine entscheidende Bedeutung zu. Die Senkung des Betriebstemperaturniveaus in den Netzen ist notwendig, um die Wärmeverluste zu verringern und die Wirkungsgrade der solarthermischen Kollektoren zu verbessern.

Um die Abhängigkeit von der Infrastruktur möglichst objektiv bewerten zu können, werden die beiden Nutzungsvarianten netzgebundene Anlagen (Tab. 4-18) und dezentrale Einzelanlagen (Tab. 4-19) separat bewertet.

Tab. 4-18 Abhängigkeit von Infrastrukturen des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ für netzgebundene Anlagen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Tab. 4-19 Abhängigkeit von Infrastrukturen des Technologiefeldes „Solare Wärme & Kälte“ für dezentrale Einzelanlagen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die Niedertemperatur-Solarthermie ist eine grundlegend unkomplizierte Technologie, die durch ihren überwiegend dezentralen Einsatz ein großes Maß an Systemkompatibilität bietet. Ihr Einsatz als verbrauchssenkende Effizienztechnologie impliziert die gute Integrierbarkeit in andere Wärmeerzeugungssysteme. Sie kann dadurch einen signifikanten Anteil des Wärmebedarfs im Versorgungsbereich decken, ohne dabei negative Wechselwirkungen mit anderen Technologien hervorzurufen oder vorhandene Infrastrukturen zu belasten bzw. zu schwächen. Andere effiziente Wärmeerzeuger wie Biomassekessel oder Wärmepumpen profitieren von der Kombination mit Solarthermie durch Wirkungsgradsteigerungen z. B. infolge der Vermeidung ineffizienter Teillastbetriebszustände.

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Die Solarthermie ist bei der Betrachtung als Einzelanlage außer bei 100 % Deckungsanteil auf eine zusätzliche Wärmequelle angewiesen. In Abhängigkeit von der Dimensionierung (Kollektorfeld- und Speichergröße) und der Anwendung (Ein- oder Mehrfamilienhaus, Industrielle Prozesswärme, Nahwärmenetze) in einem bestehenden System ergänzt sie in der Regel (vorhandene) Erzeugungsstrukturen. Rückwirkungen zu anderen Technologien sind dadurch vorhanden, aber in ihren Auswirkungen gering. Dies gilt besonders für dezentrale Einzelanlagen ohne Anbindung an ein größeres Verteilnetz. Externe Rückwirkungen bestehen durch nicht vorhandene Ankopplung an größere Versorgungsnetze nicht. Große Solarthermieranlagen mit hoher solarer Deckung (oder gar 100 %) verhalten sich durch den dezentralen Ansatz und ihre maximale Autarkie ebenfalls neutral in Bezug auf Rückwirkungen.

In Nah- und Fernwärmesystemen können sich interne Rückwirkungen auf die Netzinfrastuktur oder die Netzbetriebsweise (z. B. Einspeiseprioritäten, Netzfahrweisen, dezentrale Einspeisepunkte) sowie auf andere Erzeuger (z. B. Grundlastkraftwerke oder Abwärmenutzung) im Netz ergeben.

Bei großem Anlagenbestand können externe Rückwirkungen zu anderen erneuerbaren Energiequellen der Wärmeerzeugung außerhalb der Systemstrukturen entstehen, die beispielsweise bei entsprechendem Strahlungsangebot durch die Niedertemperatur-Solarthermie zweitweise verdrängt werden. Da der Technologieeinsatz weitestgehend dezentral oder in geringfügig zentralisierten Strukturen (z. B. Quartieren) erfolgt, sollten diese Rückwirkungen jedoch gering und zumeist dezentral steuerbar sein.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Bei solaren Deckungen unter 100 % ist stets ein Backup durch eine Nachheizwärmequelle notwendig, die ggf. die volle Wärmeversorgung sichert. Da solarthermische Systeme also auf mehrvalente Betriebsweisen ausgelegt werden, ist naturgemäß eine sehr hohe Verträglichkeit mit anderen Systemen gegeben. Als Nachheizsysteme kommen im Sinne einer maximalen Effizienz des Gesamtsystems besonders effizienter und regenerativer Technologien (z. B. Wärmepumpen oder Biomassefeuerung) in Betracht.

Soll 100 % solare Deckung erreicht werden, ist der Einsatz von wirkungsvollen Wärmespeichertechnologien zum zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage auch über lange Zeiträume zwingend erforderlich. Je nach Anwendungsgebiet kann der Einsatz sensibler (auch geologischer) Speicher, Phasenwechselspeicher, thermochemischer Speicher oder eine Kombination dieser Technologien zielführend sein. Anlagenstrukturen, z. B. der Wärmeverteilung, müssen maximal effizient und mit geringstmöglichen Wärmeverlusten arbeiten.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Synergetische Wechselwirkungen

Die Kombination von fossilen Wärmeerzeugern mit der Solarthermie erhöht die Systemeffizienz während die Effektivität des fossilen Erzeugers dabei nicht leidet oder gar profitiert (Jagnow 2012). Die Kombination von Solarthermie und Wärmepumpe, sowohl quellen- als auch senkenseitig, steigert die Effizienz beider Technologien signifikant (Bertram 2014).

Konkurrierende Wechselwirkungen

Im Hinblick auf das Energiemanagement bei der voranschreitenden Sektorenkopplung der Bereiche Strom- und Wärme könnte solarthermische Wärme - infolge der Gleichzeitigkeit der Erzeugung - photovoltaische Energie verdrängen, die z. B. zur Netzentlastung im Wärmebereich untergebracht werden muss. Wegen der Hochwertigkeit der Energieform Strom und des zukünftig wahrscheinlich stark zunehmenden Bedarfs an Strom für E-Mobilität und Wärmepumpe ist jedoch der direkte oder indirekte Einsatz von Strom (z. B. mittels Wärmepumpe ohne solarthermische Unterstützung) zur Wärmeerzeugung zu minimieren. Die Nutzung von Wärme für Wärmeanwendungen hat Priorität vor der Nutzung von Strom für Wärmeanwendungen..

Die dynamische, wetter- und saisonabhängige Wärmeerzeugung der Solarthermie kann zu Interessens- und Priorisierungskonflikten bei der Kombination mit Kraftwärmekopplungsanwendungen als Grundlastanwendung führen. Es sind aber auch Synergien zwischen KWK und ST denkbar, wenn zum Beispiel KWK wegen Überschussstrom aus PV nicht wirtschaftlich betrieben werden kann und Solarthermie dann die Wärmeerzeugung übernimmt.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Zusammenfassende Bewertung

Solarthermische Anlagen ermöglichen eine emissionsfreie Wärmeerzeugung durch die direkte Umwandlung von Solarstrahlung. Dabei weisen sie den höchsten flächenspezifischen Ertrag unter den erneuerbaren Wärmeerzeugern auf und sparen weitgehend ohne aufwendige infrastrukturelle Investitionen (Stromnetze oder umfassende Baumaßnahmen) fossile Brennstoffe und Biomasse ein.

Eine erfolgreiche Verbreitung finden solarthermische Anlagen zurzeit vor allem in der Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung von Ein- und Zweifamilienhäusern, sowohl im Neubau als auch im Bestand. Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass die Installation von Solaranlagen die wirksamste Einzelmaßnahme zur Endenergieeinsparung in der Gebäudesanierung sind, da die erzeugte Solarwärme direkt andere in der Regel fossile Energieträger ersetzt, aber auch die Effizienz konventioneller Wärmeerzeuger und der gesamten Wärmeversorgungsanlage insb. durch die primäre Leistungsübernahme in den Übergangszeiten und Teillastphasen außerhalb der Heizperiode steigern kann. Weitere, noch nicht etablierte Anwendungsbereiche wie die netzgebundene Wärmeversorgung oder die industrielle Prozesswärmeerzeugung können ebenso sehr vorteilhaft durch solarthermische Anlagen unterstützt werden.

Hinsichtlich der zukünftigen Konfiguration des Energieversorgungssystems und der zu erwartenden starken Sektorkopplung zeigt die Solarthermie eine hohe Integrationsfähigkeit und Kompatibilität mit anderen fossilen und erneuerbaren Wärme- und Stromerzeugern. Beispiele dafür sind die Nutzung in Systemen mit multifunktionalen Langzeitspeichern, die Kombination mit oberflächennaher und tiefer Geothermie sowie mit der strombetriebenen Wärmepumpe.

Ende 2016 waren in Deutschland 2,2 Mio. Solaranlagen mit einer installierten Leistung von 14 GW_{th} in Betrieb. Damit wurden 7,5 TWh Wärme erzeugt und über 2 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen vermieden.

Das vorhandene Potenzial ist aber bislang nur in geringem Umfang erschlossen, wie die Analyse der betrachteten Klimaszenarien zeigt. Hiernach könnten Solaranlagen ihre jährliche Wärmeproduktion bis auf fast 100 TWh im Jahr 2050 steigern und mit einem Deckungsanteil des gesamten Wärmebedarfes von 12 % signifikant zur Umsetzung der Energiewende beitragen. Das entspricht einer jährlichen Vermeidung von 19 Mio. Tonnen CO₂-äq-Emissionen gegenüber einer Fortschreibung des aktuellen Trends. Weitere Schadgasemissionen wie SO₂ würden ebenfalls vermieden. Unter dem wirtschaftlichen Aspekt lässt sich dadurch eine Kosteneinsparung von 7 Mrd. € und vor allem, bei gleich bleibenden Anteilen der deutschen Produktion am heimischen und internationalen Markt eine inländische Wertschöpfung von über 7 Mrd. € schätzen.

Die Zubauzahlen der letzten Jahre liegen hinter den Erwartungen zurückliegender Entwicklungsszenarien. Die Marktsituation verdeutlicht die Komplexität der Energiewende im Wärmebereich und dass das große Potenzial der Solarthermie ohne öffentliche Unterstützung in Form von geeigneten gesetzlichen Instrumenten und Marktanreizprogrammen aber auch durch eine kontinuierliche Förderung der F&E-Aktivitäten nicht zu erschließen ist. Die Solarthermie-Branche besteht nicht nur aus

starken Herstellern aus dem Heizungsbereich, sondern auch aus klein- und mittelständischen Unternehmen, die ohne eine Förderung die erforderlichen F&E-Arbeiten nicht leisten können.

Die Forschungsergebnisse der vergangenen Jahre zeigen viel versprechende Lösungen auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energieversorgungssystem. Beispiele dafür sind Gebäude die ihren Wärmebedarf vorwiegend mit Solarenergie abdecken können und damit ein sinnvolles alternatives Modell zu Passivhäusern für die zukünftigen Baustandards darstellen. Oder auch große netzgekoppelte Solaranlagen die in Kombination mit weiteren erneuerbaren Quellen signifikant zur erneuerbaren Wärmeversorgung von gesamten Dörfern, Quartieren und Stadtteilen beitragen können.

Für die weitere Entwicklung dieser Lösungen und für die Erarbeitung neuer Konzepte sowie für deren erfolgreiche Marktpenetration ist die öffentliche Förderung unerlässlich. Gleiches gilt für die langfristige Sicherstellung der noch vorhandenen Technologieführerschaft der deutschen Industrie auf dem Gebiet.

5.2 Empfehlung der Ausrichtung der F&E

Basierend auf erzielten Ergebnissen und Defizits der bisherigen F&E-Aktivitäten sind für die Definition des zukünftigen Bedarfs die folgenden zentralen Ziele zu berücksichtigen (DSTTP 2016; FVEE 2015):

- Senkung der Gestehungskosten für solare Wärme (System, Komponenten, Installation, Wartung und Vertrieb)
- Erhöhung des Substitutionsgrades von fossilen Brennstoffen durch Solarwärme bei der Wärmeversorgung von Gebäuden
- Effiziente Integration der Solarthermie in CO₂-neutrale Wärme- und Energieversorgungssysteme
- Erschließung der Marktsegmente Mehrfamilienhäuser, netzgebundene Wärmeerzeugung, industrielle Prozesswärme und Kälteerzeugung

Daraus ergeben sich spezifische F&E-Ausrichtungen für die einzelnen Technologien und Anwendungsbereiche, die im Folgenden zusammengefasst werden.

- *Thermische Kollektoren:* Die F&E-Aktivitäten sollen hier vor allem systemorientiert vorangetrieben werden. Wesentliche Themen sind dabei Lösungen zur Reduzierung des Installationsaufwands, neue Konzepte für die Integration in die Gebäudehülle, die Weiterentwicklung und Erprobung von stagnationssicheren Kollektoren, optimierte Konzepte für photovoltaisch-thermische Kollektoren sowie für den Einsatz bei Temperaturen über 80 °C und für den Betrieb im Wärmepumpensystemen. Die Erforschung alternativer, günstigerer Materialien bleibt zudem ein Thema, dessen Relevanz aber mit Bezug auf das Gesamtsystem betrachtet werden soll.
- *Wärme- und Kältespeicher:* Erforderlich sind hier grundlegende Material- und Systemforschung an Phasenwechsel- und thermochemischen Speichern, an großen saisonalen Speichern sowie Mitteltemperaturspeichern für Prozesswärme (> 100 °C). Zudem erforderlich sind die Weiterentwicklung von Maßnahmen zur Verminderung der Wärmeverluste, von schichterhaltenden Be- und Entladesys-

temen, von Konzepten zur Nutzung der Gebäudemasse und zum effizienten Betrieb von Wärmepumpensystemen. Die allgemeine Standardisierung von Systemen und Komponenten bleibt schließlich ein zentrales Thema.

- *Systemtechnik*: Hier soll einerseits die Vereinfachung und Standardisierung von Schnittstellen, Planung und Installation verfolgt werden, andererseits die Erarbeitung optimierter Konzepte und Regelungsstrategien für eine Steigerung des solaren Deckungsanteils und für einen effizienten Betrieb von hybriden Systemen (Wärmepumpen, Wärmenetze, etc.). Zudem sollen Systeme zu Funktions- und Ertragskontrolle inkl. Prognoseverfahren weiterentwickelt werden.
- *Dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung*: Der Fokus richtet sich auf die Entwicklung vorgefertigter Baugruppen zur Vereinfachung von Montage und Installation der Anlagen, auf kosteneffiziente Lösungen mit solaren Deckungsanteilen über 50 % und auf die Erschließung der Marktsegmente Mehrfamilienhäuser und Nicht-Wohngebäude. Hierbei wird vor allem die Reduzierung der Systemverluste sowie die Konzeption und Erprobung von Low-Ex-Systemen verfolgt. Zu berücksichtigen sind Neu- und insbesondere Bestandsbau.
- *Netzgebundene Wärmeversorgung*: Übergeordnetes Ziel ist hier die effiziente Einbindung in die Erzeugerstrukturen der Fern- und Nahwärmenetze. Dabei sollen Konzepte sowohl für die CO₂-neutrale Energieversorgung von Quartieren und Städten als auch für Siedlungen und ländlichen Raum erarbeitet werden. Unter dem technischen Aspekt sollen Strategien zur Absenkung der Systemtemperaturen (vor allem der Rücklauftemperatur), Simulationswerkzeuge zur Auslegung und prognosebasierten Betrieb von multimodalen Netzen sowie standardisierte, multifunktionale Übergabestationen erarbeitet werden. Parallel dazu sollen die nicht-technischen Randbedingungen analysiert und verbessert werden.
- *Prozesswärme*: Zentrales Ziel ist hier die Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der solarthermischen Unterstützung. Wesentliche Themen sind standardisierte Lösungen für die Integration und die Regelung der Anlagen, vereinfachte Planungs- und Auslegungswerkzeuge, Konzepte für kosten- und zeiteffiziente Installation großer Anlagen, Untersuchungen und Demonstration an/von hybriden Systemen (z. B. Wärmepumpen, Abwärme, KWK), kostengünstige Minimalmesstechnik zur Anlagebewertung, angepasste Betreibermodelle und eine Strategie zur flächendeckenden CO₂-armen Prozesswärmeerzeugung.
- *Kälteerzeugung*: Die Entwicklung soll sich hier auf neuartige Systemansätze mit absehbarer wettbewerbsfähiger Kostenperspektive konzentrieren. Bei der Gebäudeklimatisierung sollen beispielsweise Anwendungen, die Kühl- und Warmwasserbedarf kombinieren bevorzugt werden. Wesentliche Themen sind die Standardisierung von thermischen Heiz- und Kühlsystemen, die Steigerung ihrer Umwandlungseffizienz sowie die Minimierung ihres Sekundärenergiebedarfs, die Entwicklung von gasbetriebenen Sorptionswärmepumpen für hohe Temperaturhübe und niedertemperierte Umweltwärmequellen sowie der Einsatz in Kältenetzen zu Spitzenlastenzeiten.

Literaturverzeichnis

- Bertram, E. (2014): Heat Pump Systems with Vertical Borehole Heat Exchanger and Uncovered Solar Thermal Collectors, Doktorarbeit im Bereich Architektur Gebäudetechnik, Leibniz Universität Hannover.
- BINE (2016): Mit solarer Wärme kühlen – Konzepte und Methodologien für die Klimatisierung von Gebäuden. ThemenInfo III/2016, Energieforschung kompakt.
- BINE (2017): Solare Prozesswärme - Mit Solarthermie Abläufe in Industrie und Gewerbe unterstützen. ThemenInfo II/2017, Energieforschung kompakt.
- Böhmer, M.; Kirchner, A.; Hobohm, J.; Weiß, J.; Piegsa, A. (2015): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Energiewirtschaft. Schlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. München/Basel/Berlin.
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) (2017): Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie), Februar 2017, <https://www.solarwirtschaft.de/>. Letzter Zugriff: 24.04.2017.
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) (2011): Fahrplan Solarwärme, Strategie und Maßnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030.
- Clarivate (2017): Web of Science analytics, <http://clarivate.com/?product=web-of-science>. Letzter Zugriff: 24.04.2017.
- Deutsche Solarthermie-Technologieplattform (2016): DSTTP Solarwärmestrategie 2020+, <http://www.solarthermietechnologie.de/dsttp/>. Letzter Zugang 24.04.2017.
- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht an das BMU vom 29.03.2012. FKZ 03MAP146.
- Fichtner; DLR; IdE; TFZ; DBI-Gas- und Umwelttechnik; TUHH – IUE; COMPARE Consulting (2016): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014.
- Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) (2015): Erneuerbare Energien im Wärmesektor – Aufgaben, Empfehlungen und Perspektiven.
- Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) (2016): Forschungsziele 2017 - Gemeinsam forschen für die Energie der Zukunft, Berlin.
- Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (2015): Energy [R]evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015. <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>. Letzter Zugriff: 02.03.2017.

- Hadorn, J.-C. (2015): Solar and Heat Pump Systems for Residential Buildings, Berlin: Wilhelm Ernst & Sohn.
- Henning, H.-M.; Palzer, A. (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE.
- Hirschl, B.; Heinbach, K.; Prahl, A.; Salecki, S.; Schröder, A.; Aretz, A.; Weiß, J. (2015): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Ermittlung der Effekte auf Länder- und Bundesebene. Schriftenreihe des IÖW 210/15.
- Institut für Demoskopie Allensbach (IfD) (2015): Energie- und Klimapolitik im Spiegel der öffentlichen Meinung. Allensbach, 2015 (Berichte für das Bundespresseamt).
- Jagnow, K.; Wolff, D. (2012): Integration von Heizkesseln in Wärmeverbundsysteme, Projektabschlussbericht, Wolfenbüttel.
- Kastner, O.; Lenz, V.; Sperber, E.; Ruch, O.; Weidlich I.; Herkel, S.; Tänzer, G.; Wern, B.; Seidler, D.; Krellenberg, K.; Vienken, T. (2016): Integration von EE-Wärme in Infrastrukturen zur Versorgung von Quartieren. Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems. Tagungsband zur FVEE-Jahreskonferenz.
- Lund, H.; Werner, S.; Wiltshire, R.; Svendsen, S.; Thorsen, J. E.; Hvelplund, F.; Vad Mathiesen, B. (2014): 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, Energy 68.
- Mangold, D.; Miedaner, O.; Tziggili, E. Primoudi; Schmidt, T.; Unterberger, M.; Zeh, B. (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung, Schlussbericht zum BMU-Forschungsvorhaben 0329607N.
- Mauthner, F.; Weiss, W.; Spörk-Dür, M. (2016): Solar Heat Worldwide – Market and Contribution to the Energy Supply 2014. IEA Solar Heating & Cooling Program.
- Nitsch, J. (2014a): Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition. Kurzexptise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
- Nitsch, J. (2014b): GROKO II - Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs - insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor. Kurzexptise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
- Nitsch, J. (2015): SZEN 15 -Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Eckdaten des Jahres 2014. Kurzexptise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
- Nitsch, J. (2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzexptise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T. et. al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Projektschlussbericht, Stuttgart.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.
- Oliva, A.; Stryi-Hipp, G.; Kobelt, S.; Bastenlehner, D.; Druck, H.; Müller, M.; Bühl, J.; Dasch, G.; Kersch, C. (2016): HeizSolar, Schlussbericht zum BMWi-Forschungsvorhaben 0325971.
- Prognos; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; Projekt Nr. 57/12; Basel/Köln, Osnabrück.
- Questel (2017): Software Orbit, <https://www.questel.com/software/orbit-at-a-glance/>. Letzter Zugriff: 24.04.2017.
- Rauh, J. (2012): Solarenergetische Dachanlagen: Verbreitung, Akzeptanz, Nutzungspotenziale und Handlungsoptionen der räumlichen Planung.
- SHC (2014): Converting solar thermal collector area into installed capacity (m_2 to kW_{th}) – Technical note.
- Stryi-Hipp, G.; Druck, H.; Wittwer, V.; Zörner, W. (2010): Forschungsstrategie Niedertemperatur-Solarthermie 2030, Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform (DSTTP), Berlin.
- UBA (2014a): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA (2014b): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
<https://www.energietechnologien2050.de>

Technologiebericht

1.5 Solarthermische Kraftwerke

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Klaus Hennecke
Simon Dieckmann
Stefano Giuliano
Reiner Buck
Peter Schwarzbözl

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Deutsches Zentrum
DLR für Luft- und Raumfahrt

Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Hennecke, K.; Dieckmann, S.; Giuliano, S.; Buck, R.; Schwarzbözl, P. (2017): Technologiebericht 1.5 Solarthermische Kraftwerke. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Klaus Hennecke

Tel.: +49 2203 / 601 – 3213

Fax: +49 2203 / 601 – 4141

E-Mail: klaus.hennecke@dlr.de

DLR

Linder Höhe

51147 Köln

Review durch:

Thomas Fluri (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	251
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	253
Tabellenverzeichnis	254
Abbildungsverzeichnis	255
Zusammenfassung (Steckbrief)	256
1 Beschreibung des Technologiefeldes	258
1.1 Einführung	258
1.2 Solarthermische Kraftwerke mit Salzschnelze als Wärmeträger- und Speichermedium	260
1.2.1 Solarturmkraftwerke	260
1.2.2 Parabolrinnenkraftwerke	262
1.2.3 Kostensenkungspotenziale	263
1.3 Solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke	265
1.3.1 Anlagenkonzept	266
1.3.2 Beispielszenario solare Strom- und Wärmekosten in Deutschland	267
2 Stand F&E in Deutschland	268
2.1 Solarthermische Kraftwerke mit Salzschnelze	268
2.1.1 Solarturmkraftwerke	268
2.1.2 Parabolrinnenkraftwerke	269
2.2 Solar-Hybride Biomasse-Heizkraftwerke	270
3 Relevanz öffentlicher Förderung	271
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	271
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	273
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	276
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	276
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	279
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	279
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	281
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	282
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	284
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	288
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	290
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	290
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	291
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	294
5.1 Bewertung im Hinblick auf übergeordnete politische Zielsetzungen	294
5.1.1 Beitrag zur Erfüllung der energiepolitischen und klimapolitischen Vorgaben	294

5.1.2	<i>Ausbau der führenden Position deutscher Unternehmen</i>	294
5.1.3	<i>Sicherung technologischer Optionen</i>	295
5.1.4	<i>Synergien mit anderen Bereichen</i>	295
5.2	Wichtige künftige Themen	295
5.2.1	<i>Unterstützung des Markteintritts</i>	295
5.2.2	<i>Steigerung der Systemwirkungsgrade</i>	296
5.2.3	<i>Reduzierung der Investitionskosten</i>	296
5.2.4	<i>Effizienzsteigerung des Anlagenbetriebs</i>	296
5.2.5	<i>Sektorübergreifende Anwendungen</i>	297
Literaturverzeichnis		298
6	Anhang	300
6.1	Kurzbeschreibung Solarturmtechnologien mit alternativen Wärmeträgermedien	300
6.1.1	<i>Solarturmsysteme mit offenem Luftreceiver und Luft als Wärmeträgermedium</i>	300
6.1.2	<i>Solarturmsysteme mit keramischen Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium</i>	301
6.1.3	<i>Solarturmsysteme mit Flüssigmetallen als Wärmeträgermedium</i>	302
6.2	Aktueller Kraftwerkspark (Ende 2014)	304
6.3	Stromimport in verschiedenen Szenarien	307
6.4	CO ₂ -Vermeidungspotenzial	307

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
CSP	Concentrating Solar Power (konzentrierende Solartechnik)
DNI	Direkt-Normal-Strahlung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEC	Levelized Electricity Cost (gemittelte Stromgestehungskosten)
ORC	Organic Rankine Cycle (Dampfprozess mit organischem Arbeitsmedium)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten für solarthermische Kraftwerke -----	260
Tab. 1-2	Techno-ökonomische Kenndaten für die solare Hybridisierung von Biomasse-Heizkraftwerken -----	267
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke -----	272
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke -----	274
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	275
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	276
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	277
Tab. 4-3	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	277
Tab. 4-4	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	278
Tab. 4-5	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	278
Tab. 4-6	Ermittlung der Wachstumsrate für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	278
Tab. 4-7	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten) -----	279
Tab. 4-8	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten) -----	280
Tab. 4-9	Alternativabschätzung des jährlich vermiedenen oder zusätzlichen Ressourceneinsatzes durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	281
Tab. 4-10	Mögliche jährliche inländische Wertschöpfung für 10 % Marktanteil und 40 % Wertschöpfungsanteil am Umsatz bei solarthermischen Kraftwerken -----	284
Tab. 4-11	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke -----	285
Tab. 4-12	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke – Input-Orientierung -----	286
Tab. 4-13	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke – Output-Orientierung -----	287
Tab. 4-14	Übersicht Gesellschaftliche Akzeptanz -----	290
Tab. 4-15	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke -----	290
Tab. 4-16	Abhängigkeit des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke von Infrastrukturen -----	291
Tab. 6-1	Bis Ende 2014 weltweit installierte solarthermische Kraftwerke -----	304
Tab. 6-2	Ausgewertete Quellen zum Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken -----	307
Tab. 6-3	Bestimmung der CO ₂ -Emissionsfaktoren -----	308

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Solarthermische Kraftwerke: Anteile der Technologien an der Marktentwicklung (aktuelle Projektentwicklung, in Bau bzw. in Betrieb)-----	259
Abb. 1-2	Schematischer Aufbau eines Salzturmkraftwerkes -----	261
Abb. 1-3	Übersicht Solarturm-Projekte -----	262
Abb. 1-4	Anlagenschema Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnmelze -----	263
Abb. 1-5	Vergleich der CSP Stromgestehungskosten für verschiedene Einstrahlungs- (DNI) und Finanzierungsbedingungen (WACC) in 2015 und 2025 mit veröffentlichten Abnahmetarifen (PPA) der Kraftwerke NOOR 2 und NOOR 3 in Marokko -----	264
Abb. 1-6	Kostensenkungspotenziale für die Parabolrinnentechnologie bis 2025 unterteilt nach technischen Leistungsverbesserungen (violett), Betriebskosten (rot) und Investitionskosten (dunkel-/hellgrün) -----	264
Abb. 1-7	Kostensenkungspotenziale für die Turmtechnologie bis 2025 unterteilt nach technischen Leistungsverbesserungen (violett), Betriebskosten (rot) und Investitionskosten (dunkel-/hellgrün) -----	265
Abb. 1-8	Beispielkonzept einer CSP/Biomasse-KWK -----	266
Abb. 4-1	Relative Anteile ausgewählter Länder an wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu solarthermischen Kraftwerken -----	287
Abb. 6-1	Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit volumetrischem Receiver und Luft als Wärmeträgermedium -----	301
Abb. 6-2	Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium -----	302
Abb. 6-3	Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit Flüssigmetall als Wärmeträger- und Speichermedium -----	303

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.5 Solarthermische Kraftwerke				 Deutsches Zentrum DLR für Luft- und Raumfahrt		
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
– Technologie A: Parabolrinne bzw. Tower, Molten Salt als Wärmeträger- und Speichermedium, 3-stelliger MWe-Bereich, Standort: Mittelmeerraum, zur Residuallastdeckung über HGÜ						
– Technologie B: Hybride Biomasse-Heizkraftwerke zur Brennstoffeinsparung, Parabolrinne mit Thermoöl oder Direktverdampfung, bis kleiner 2-stelliger MW-Bereich, Mitteleuropa						
Technologische Reife: A: Demonstration (TRL 7), je ein Turm- bzw. Parabolrinnenkraftwerk <100 MWe, Mittelmeerraum; B: Demonstration (TRL 7), ein Biomasse-Hybridkraftwerk in Spanien						
Kritische Aspekte der Betriebsführung bzw. Komponenten:						
– A: Salzkompositionen zur Senkung des Schmelzpunktes, Betriebsstrategien und Einrichtungen/ Begleittheilungen zum sicheren Befüllen, Entleeren und „Anti-Freeze-Betrieb“, Konzentratoren und Receiver						
– B: Systemintegration und Regelung zur Sicherung der Versorgung bei minimierten Stand-by-Verlusten						
Entwicklungsziele						
– Kurzfristig: Unterstützung der Markteinführung zur Erreichung von TRL 9						
– Mittel-bis langfristig: Kostensenkung durch effizientere Prozesse (Temperaturerhöhung, ggf. neue Wärmeträgermedien), Kostengünstigere Materialien und Fertigung der Komponenten (TRL 2-5)						
Technologie-Entwicklung						
Techno-ökonomische Kenndaten für solarthermische Kraftwerke						
	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Systemwirkungsgrad	%	15-17	16-18	17-20	18-21	19-22
Durchschnittliche Volllaststunden	h	2.500	2.500	3.000	3.500	4.000
Lebensdauer	a	>30	35	35	40	40
Spezifische Investitionskosten	€/kW	4.500	3.400	2.700	2.400	2.200
Durchschnittliche Stromgestehungskosten	€/ct/kWh	13,1	10,4	7,7	6,2	5,8
Quelle: Eigene Abschätzung auf der Basis von ACATECH (2015), IEA (2014), Greenpeace (2016)						
Techno-ökonomische Kenndaten für die solare Hybridisierung von Biomasse-Heizkraftwerken						
	Einheit	Heute	2030	2050		
Solare Volllaststunden Wärme	h	900	900	900		
Solare Volllaststunden Strom	h	445	445	445		
Lebensdauer	a	>20	>20	>20		
Investitionskosten – Solarfeld	€/m²	240	160	80		
Investitionskosten – Power Block	€/kW _{el}	800	800	800		
Gesamtinvestitionskosten Solarfeld	€/kW _{el}	4.250	2.910	1.570		
Fixe jährliche Betriebskosten Solarfeld	€/kW _{el}	82	59	35		
Solare Stromgestehungskosten	€/ct/kWh	0,15	0,10	0,05		
Solare Wärme gestehungskosten	€/ct/kWh	0,072	0,050	0,027		
Quelle: DLR, Solarfeldkosten aus ACATECH (2015)						
F&E-Bedarf						
– Kurzfristig: Qualifizierung von Kompon. und Gesamtsys., Validierung von Betriebs- und Sicherheitskonzepten						
– Langfristig: Entwicklung von Medien, Komponenten und Systemen für höhere Betriebstemperaturen						

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	
<p>Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld 1.5 in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Szenarienbereich DE_80%: 4,6 – 31 Mio. t CO_{2-äq}/a – Szenarienbereich DE_90%: 31 – 63 Mio. t CO_{2-äq}/a <p>Die Fähigkeit zur Residuallastdeckung ermöglicht zusätzlich zu den direkten Beiträgen aus solarthermischen Kraftwerken auch weitere Steigerungen der Einspeisung kostengünstigerer, fluktuierender Erneuerbarer.</p>	
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	
<p>Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Technologiefeld 1.5 in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall</p> <ul style="list-style-type: none"> – Szenarienbereich DE_80%: 49 – 359 PJ/a – Szenarienbereich DE_90%: 337 – 717 PJ/a – B: Schonung begrenzt verfügbarer Biomasse-Ressourcen – keine kritischen Rohstoffe 	
Kosteneffizienz	
<ul style="list-style-type: none"> – A: gegenüber Stand der Technik Kostensenkungspotenzial ca. 30 % bis 2030 – B: hohes Kostensenkungspotenzial (Treiber: Technologieentwicklung und Produktionssteigerung) 	
Inländische Wertschöpfung	
<p>Mögliche jährliche inländische Wertschöpfung für 10 % Marktanteil und 40 % Wertschöpfungsanteil am Umsatz</p> <ul style="list-style-type: none"> – Referenz (BAU): 1,03 – 32 Mrd. €/Dekade – Szenarienbereich INT_2°C: 1,3 – 62 Mrd. €/Dekade – Szenarienbereich INT_besser_2°C: 7,6 – 122 Mrd. €/Dekade – Inländischer Wertschöpfungsanteil tendenziell sinkend durch Vorgaben der Zielländer bezüglich lokaler Wertschöpfungsanteile und starken internationalen Wettbewerb – Umsetzung im Markt beeinträchtigt durch fehlende finanzkräftige Generalunternehmer 	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
<ul style="list-style-type: none"> – Deutschland in F&E technologisch und qualitativ führend. 	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
<ul style="list-style-type: none"> – Geringes Risiko für Marktakzeptanz und sozialpol. Akzeptanz – Lokal unter Umständen Akzeptanzprobleme wegen Flächenbedarf und ggf. Störung des Landschaftsbildes („not in mybackyard-Problem“) 	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
<ul style="list-style-type: none"> – Hohe spezifische Investitionen, Lebensdauer > 35 Jahre 	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
<ul style="list-style-type: none"> – A: Realisierung hinreichend dimensionierter HGÜ-Trassen erforderlich – B: Markteinstieg über solare Nachrüstung bestehender Heizkraftwerke/Wärmenetze 	
Systemkompatibilität	
<ul style="list-style-type: none"> – Mit steigendem Anteil fluktuierender Erneuerbarer-Stromeinspeisungen wird die Fähigkeit der solarthermischen Kraftwerke, Beiträge zu Residuallastdeckung und Regelernergie zu liefern, zunehmend wichtiger und im Markt honoriert werden. 	

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einführung

Mit einer weltweit installierten Kapazität von rund 5 GWe (2016) stehen die solarthermischen Kraftwerke noch in einem vergleichsweise frühen Stadium der Markteinführung (Abb. 1-1). Kennzeichnend für die Technologie sind dem Lauf der Sonne nachgeführte Spiegelsysteme, die die direkte Solarstrahlung auf Wärmeübertrager konzentrieren, welche die aufgenommene Energie an ein Wärmeträgerfluid abgeben. Dieses transferiert die Wärme an einen Kraftwerksprozess, typischerweise einen Dampfturbinenkreislauf. Durch die Einbindung kostengünstiger Wärmespeicher und/oder mit fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen betriebener Zusatzkessel ist diese Technologie in der Lage, unabhängig von der aktuellen Einstrahlung bedarfsgerecht Strom zu produzieren. Diese Fähigkeit wird mit zunehmendem Anteil fluktuierender Einspeisung durch Windenergie- oder Photovoltaikanlagen an Bedeutung gewinnen, um CO₂-freie Beiträge zur Stabilisierung der Netze und zur Deckung der Residuallast erbringen zu können.

Die hohen optischen Konzentrationsfaktoren dieser Technologien sind nur mit quasi parallelem, direktem Sonnenlicht zu erreichen. Die nutzbare Solarressource wird als Direkt-Normalstrahlung (DNI: Direct Normal Irradiance) bezeichnet. Aus wirtschaftlichen Gründen werden solarthermische Kraftwerke vorwiegend im Sonnen-gürtel der Erde, also in Gebieten mit hoher jährlicher DNI, errichtet und betrieben. Aus deutscher Sicht handelt es sich daher im Wesentlichen um eine Exporttechnologie.

Dennoch können solarthermische Kraftwerke im Zeithorizont bis 2050 signifikante Beiträge zur Energiewende auch in Deutschland liefern, und zwar in Form von erneuerbarem, gut regelbarem Strom zur Residuallastdeckung sowie zur Brennstoffeinsparung und Emissionsminderung in Heizkraftwerken:

- Die nächste Generation solarthermischer Kraftwerke, sowohl Turm- als auch Parabolrinnenkraftwerke mit Salzschnmelzen als Wärmeträger- und Speichermedium, können aufgrund der vollständigen Entkopplung der Stromproduktion von der aktuellen Einstrahlung Regelernergie bereitstellen. Für den Beitrag zur Residuallastdeckung in Deutschland müssen diese im Mittelmeerraum zu errichtenden Kapazitäten über das Verbundnetz oder HGÜ-Fernleitungen eingebunden werden. Für letztere, als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen Solarkraftwerksstandorten in Nordafrika und Verbrauchszentren in Deutschland bzw. Europa, zeichnen sich Vorteile hinsichtlich Kosten und Geschäftsmodell ab (Trieb und Hess 2016). Daher wird den folgenden Betrachtungen dieses Konzept zugrunde gelegt.
- Solare Hybridisierung von Heizkraftwerken in Deutschland zur Einsparung von fossilen Brennstoffen oder Biomasse insbesondere im Sommerbetrieb. Diese Anwendung dient überwiegend zur Realisierung von inländischen Referenzanlagen für kleine Technologieanbieter, reduziert aber darüber hinaus den CO₂-Ausstoß von Altanlagen bzw. trägt zur Schonung der knappen Ressource Biomasse bei. Außerdem können bei entsprechender Auslegung und Betriebsweise auch Beiträge zur Deckung der Residuallast im Stromnetz erbracht werden.

Über die angesprochenen Beiträge zur Energiewende hinaus besitzen beide Technologien erheblich größere Potenziale zur Nutzung in den Zielländern selbst, sowohl bei der zentralen Stromversorgung als auch in dezentralen Anlagen zur ländlichen Elektrifizierung mithilfe sogenannter Mini-Grids oder für industrielle Prozesswärme und KWK. Dies wird in der Bewertung des Technologiefeldes berücksichtigt.

Der Stand der Technik wird repräsentiert durch die wesentlichen heute kommerziell umgesetzten Anlagenkonzepte:

- *Solarturmkraftwerke*, bei denen zweiachsig der Sonne nachgeführte Spiegel, die so genannten Heliostate, die Solarstrahlung auf einen zentralen Strahlungsempfänger („Receiver“) konzentrieren, der auf einem Turm angebracht ist. In diesen Receivern wird entweder direkt Dampf für den Turbinenkreislauf erzeugt oder eine Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium erhitzt, das dann indirekt über Wärmetauscher zur Dampferzeugung eingesetzt wird.
- *Parabolrinnenkraftwerke* mit einachsig nachgeführten Spiegelrinnen, in deren Brennnlinie ein von einem evakuierten Glashüllrohr umgebenes Absorberrohr verläuft. Darin strömt bei dieser bisher kommerziell erfolgreichsten Technologie ein synthetisches Wärmeträgeröl, welches die Wärme an den Dampfkreislauf überträgt. In der Mehrzahl der realisierten Anlagen wird der Wärmeträgerölkreislauf außerdem zum Be- und Entladen eines Salzschnmelze-Wärmespeichers genutzt.

Wegen der schwachen industriellen Basis und der daraus resultierenden geringen Bedeutung und Wachstumspotenziale im Markt werden Linear Fresnel Systeme sowie Parabolic Dish Systeme nachfolgend nicht näher behandelt.

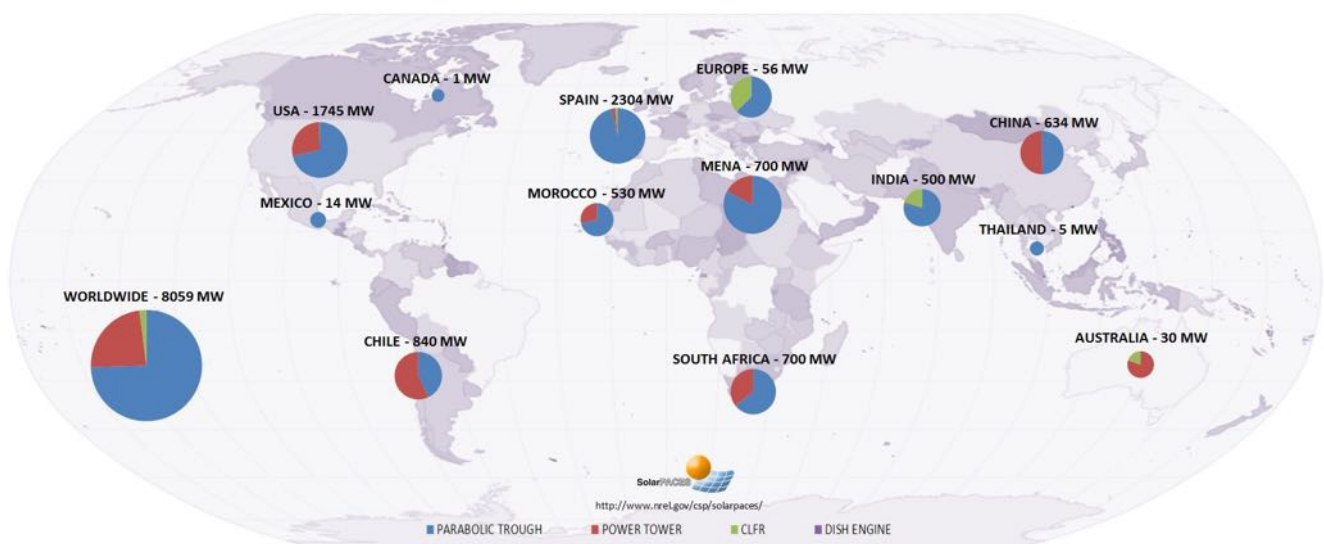


Abb. 1-1 Solarthermische Kraftwerke: Anteile der Technologien an der Marktentwicklung (aktuelle Projektentwicklung, in Bau bzw. in Betrieb)

Quelle: NREL (2016)

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten für solarthermische Kraftwerke

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Systemwirkungsgrad	%	15-17	16-18	17-20	18-21	19-22
Durchschnittliche Volllaststunden	h	2.500	2.500	3.000	3.500	4.000
Lebensdauer	a	>30	35	35	40	40
Spezifische Investitionskosten	€/kW	4.500	3.400	2.700	2.400	2.200
Durchschnittliche Stromgestehungskosten	€/kWh	13,1	10,4	7,7	6,2	5,8

Quelle: Eigene Abschätzung auf der Basis von ACATECH (2015), IEA (2014), Greenpeace (2016)

Zu den in Tab. 1-1 angegebenen Kostentrends ist anzumerken, dass diese auf relativ aktuellen Studien beruhenden Trends möglicherweise zu konservativ sind. Veröffentlichungen von aktuellen Angebotspreisen weisen darauf hin, dass – abhängig von Strahlungsangebot und Finanzierungsbedingungen – bereits kurzfristig deutlich geringere LEC erreichbar sind. So wurde für das 200 MW Solarturmprojekt in Dubai das günstigste Angebot mit Stromgestehungskosten von 9,5 \$ct/kWh (siehe The National 2017) bei moderatem Strahlungsangebot abgegeben. Bei den vorzüglichen Bedingungen in Chile sollen sogar 6,3 \$ct/kWh (siehe Kraemer 2017) erreicht werden.

1.2 Solarthermische Kraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium

1.2.1 Solarturmkraftwerke

Zukünftig ist davon auszugehen, dass der Marktanteil der Solarturmkraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium weiter steigen wird. Bereits heute entsprechen die meisten der derzeit im Bau oder Planung befindlichen Solarturmkraftwerke diesem Anlagentyp. Diese Systeme bieten durch das integrierte Speicherkonzept eine äußerst attraktive Wirtschaftlichkeit. Zudem wird durch die thermischen Speicher mit hoher Kapazität erreicht, dass die Anlagen bedarfsgerecht Strom erzeugen und diese selbst bei Grundlastbetrieb hohe Solaranteile erreichen können. Somit tragen diese Systeme einen entscheidenden Beitrag zum Aspekt der Versorgungssicherheit und der Ressourcenschonung (geringe CO₂-Emissionen) bei.

Wie bei allen solarthermischen Kraftwerken nutzen Salztürme konzentrierte Solarstrahlung, um Wärme bei hohen Temperaturen zu erzeugen, und konventionelle Wärmekraftwerke, um diese Wärme in Strom zu wandeln. In Abb. 1-2 ist der schematische Aufbau eines Salzturmkraftwerkes mit seinen wichtigsten Komponenten dargestellt. Hierzu gehören Heliostatenfeld, Turm mit Receiver, Wärmeträgerkreislauf, thermischer Speicher und der konventionelle Power Block. Jede dieser Komponenten trägt durch ihren Teilwirkungsgrad entscheidend zum Gesamtwirkungsgrad und somit zur Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkes bei. Während beim konventionellen Teil (Dampfzeuger und Dampfturbine) nur noch eine moderate Wirkungsgradsteigerung möglich ist, beinhaltet das System Heliostatfeld-Receiver-solarer Hochtemperaturkreislauf bei einer ganzheitlichen Optimierung noch ein enormes Verbes-

serungspotenzial. Wie aus Abb. 1-2 ersichtlich, trennt das Speichersystem den hochdynamischen solaren Teil vom konventionellen Teil. Durch die direkte Speicherung der heißen Salzschnmelze ist es hierdurch möglich, die Systeme entkoppelt zu optimieren.

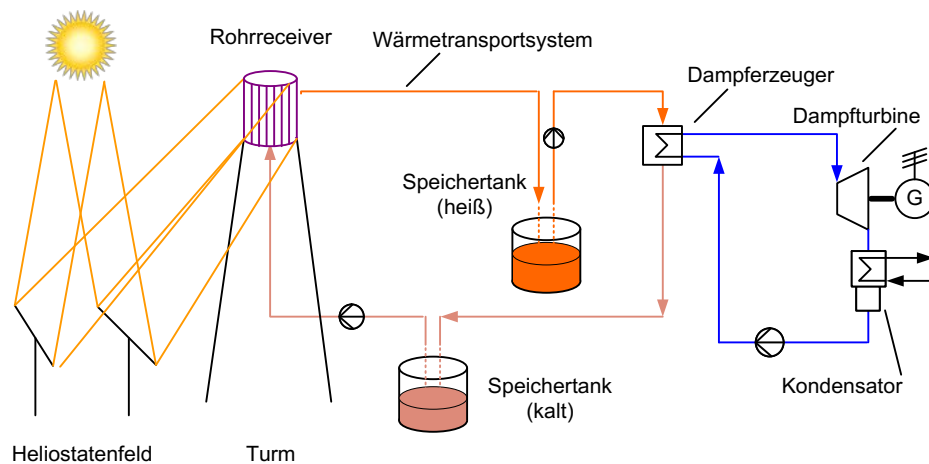


Abb. 1-2 Schematischer Aufbau eines Salzturmkraftwerkes

Quelle: DLR

Im Bereich der Salztürme wurden bereits frühzeitig 3 Demonstrationsanlagen errichtet:

- MSEE (Molten Salt Electric Experiment) am CRTF (Central Receiver Test Facility) mit 750 kW_{el} elektrischer Leistung in Albuquerque, USA, Inbetriebnahme 1983
- THEMIS mit 2 MW_{el} elektrischer Leistung in Targassonne, Frankreich, Inbetriebnahme 1984
- Solar Two mit 10 MW_{el} elektrischer Leistung in Barstow, USA, Inbetriebnahme 1996

Entwicklung, Bau und Betrieb dieser Anlagen haben den Weg für die kommerzielle Nutzung dieser Technologie bereitet. Die erste kommerziell genutzte Anlage ging im April 2011 in Spanien ans Netz (Solar Tres bzw. jetzt: Gemasolar mit ca. 20 MW_{el}). Es folgte das Salzturmkraftwerk Crescent Dunes in den USA von Solar Reserve mit 110 MW_{el} (2015) sowie das sich derzeit im Bau befindliche Salzturmkraftwerk mit 120 MW_{el} NOOR III in Marokko und weitere Salzturmkraftwerke auf verschiedenen Kontinenten, die alle gemeinsam haben, dass diese meist über 100 MW_{el} erzeugen (siehe Abb. 1-3).

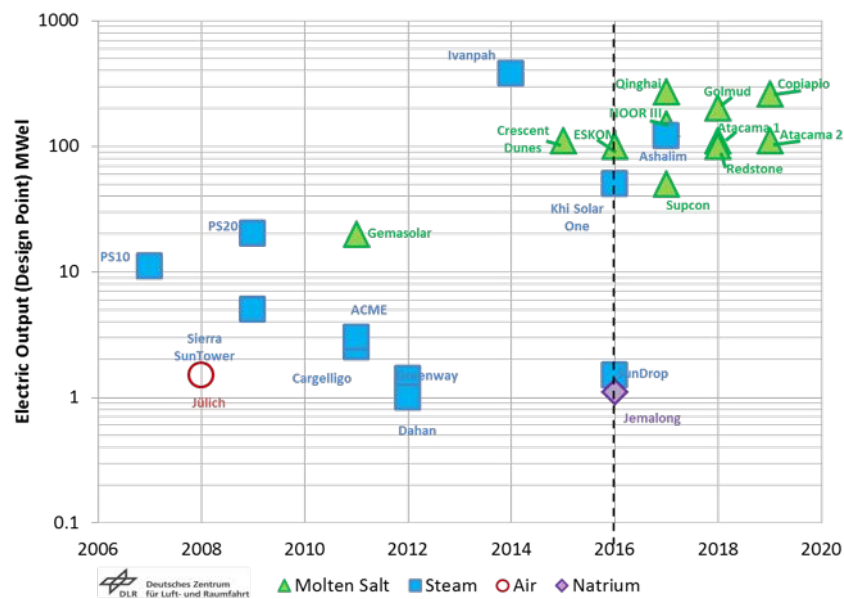


Abb. 1-3 Übersicht Solarturm-Projekte

Quelle: DLR, Stand Ende 2016

1.2.2 Parabolrinnenkraftwerke

Salzschmelzen als Wärmespeichermedium entsprechen dem Stand der Technik heutiger Parabolrinnenkraftwerke (Abb. 1-4). Um die Limitierung der oberen Prozesstemperatur aufgrund der begrenzten thermischen Stabilität der in den Kollektoren eingesetzten synthetischen Wärmeträgeröle aufzuheben, liegt es nahe das Speichermedium direkt im Kollektorfeld zu erhitzen. Die erhöhte Prozesstemperatur erlaubt nicht nur eine Wirkungsgradverbesserung des Turbinenkreislafs, sondern auch eine Steigerung der Speicherkapazität bei gleichbleibendem Materialeinsatz. Darüber hinaus entfallen die Investition in den Thermoölkreislauf und die mit dessen Betrieb verbundenen Eigenverbräuche und Verluste.

Die Herausforderung bei diesem Ansatz besteht darin, trotz des vergleichsweise hohen Schmelzpunktes der verfügbaren Salze einen effizienten und sicheren Betrieb der Anlage sicherzustellen. Insbesondere muss das Erstarren des Salzes bei fehlender solarer Einstrahlung (Nachtbetrieb, Schlechtwetterperioden), Defekten oder Notfällen (Stromausfall) oder Wartungsmaßnahmen (Entleeren und Befüllen) ausgeschlossen werden. Dazu werden Begleitheizungssysteme und angepasste Betriebsstrategien angewandt.

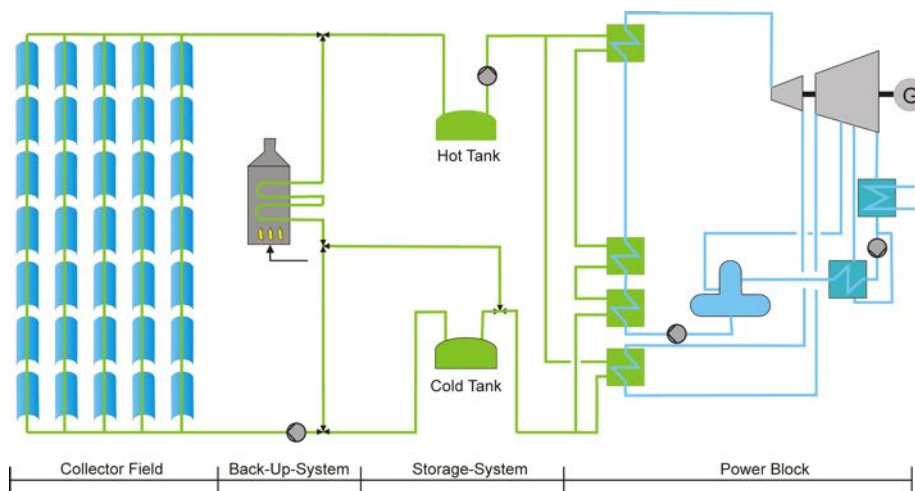


Abb. 1-4 Anlagenschema Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnelze

Quelle: DLR

Aufbauend auf Entwicklungen von ENEA und Archimede Solar wurde bei ENEL bereits im Sommer 2010 ein Kollektorfeld mit rund 30.000 m² Aperturfläche und einer thermischen Leistung von 15 MW in Betrieb genommen, dessen Wärme in den 130 MWe Dampfturbinenkreislauf eines Kombikraftwerkes in Priolo Gargallo, Sizilien einspeist. Über die Betriebserfahrungen dort sind kaum Informationen veröffentlicht. Ein Indiz könnte sein, dass im Jahr 2013 ein deutlich kleinerer Testloop mit rund 1,9 MW thermischer Leistung als „Showcase für die Salzschnelzetechnologie und die italienische Zulieferkette“ in Massa Martana in Betrieb genommen wurde. Laut Maccari et al. (2015) konnte gezeigt werden, dass diese Technologie sicher betreibbar und reif für Skalierung in kommerzielle Anwendungen sei. Dieses Know-How steht allerdings aufgrund der zurückhaltenden Veröffentlichungsstrategie außerhalb der italienischen Kooperationspartner nicht zur Verfügung.

Im Rahmen des chinesischen 1 GW CSP Programms wurden 2 Projekte ausgewählt, die erstmals Salzschnelze in Parabolrinnen im kommerziellen Maßstab einsetzen sollen. Für eines dieser Projekte liefert Archimede Solar Energy seit 2015 einen Teil der Absorberrohre.

1.2.3 Kostensenkungspotenziale

Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der Technologie liegen die Stromgestehungskosten von CSP-Kraftwerken mit 15-17 \$ct/kWh bei durchschnittlichen Bedingungen derzeit meist noch über den Kosten anderer erneuerbarer Stromquellen. Bei guten Einstrahlungsbedingungen und günstigen Finanzierungskonditionen können CSP-Kraftwerke schon heute Strom für unter 13 \$ct/kWh liefern.

Bis zum Jahr 2025 wird eine deutliche Kostenreduktion auf 8-10 \$ct/kWh für Parabolrinnen- und Turmkraftwerke erwartet, welche die beiden dominanten Technologien auf dem CSP-Markt darstellen (vgl. Abb. 1-5, Quelle: IRENA 2016).

Beim Vergleich der Investitions- und Stromgestehungskosten mit anderen Technologien ist zu beachten, dass CSP die Möglichkeit bietet die Strahlungsenergie in thermischen Speichern kostengünstig zwischenspeichern. Im Gegensatz zu den meis-

ten anderen erneuerbaren Energiequellen kann CSP-Strom somit genau dann produziert werden, wenn er benötigt wird. Die Stromgestehungskosten alleine spiegeln also bei weitem nicht den realen Wert eines CSP-Kraftwerks für das Gesamtsystem und die Netzstabilität wieder.

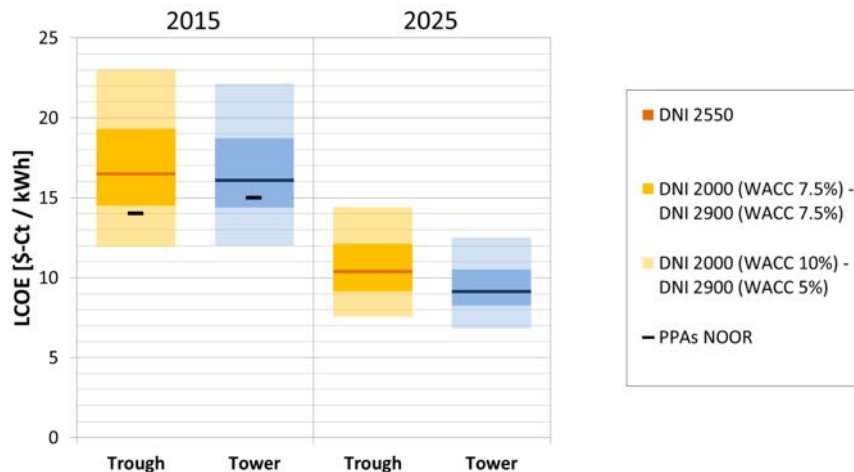


Abb. 1-5 Vergleich der CSP Stromgestehungskosten für verschiedene Einstrahlungs- (DNI) und Finanzierungsbedingungen (WACC) in 2015 und 2025 mit veröffentlichten Abnahmetarifen (PPA) der Kraftwerke NOOR 2 und NOOR 3 in Marokko

Quelle: Dieckmann (2016)

Die bis zum Jahr 2025 erwarteten Kostenreduktionen basieren auf konkreten Weiterentwicklungen und Lerneffekten in beiden Technologien.

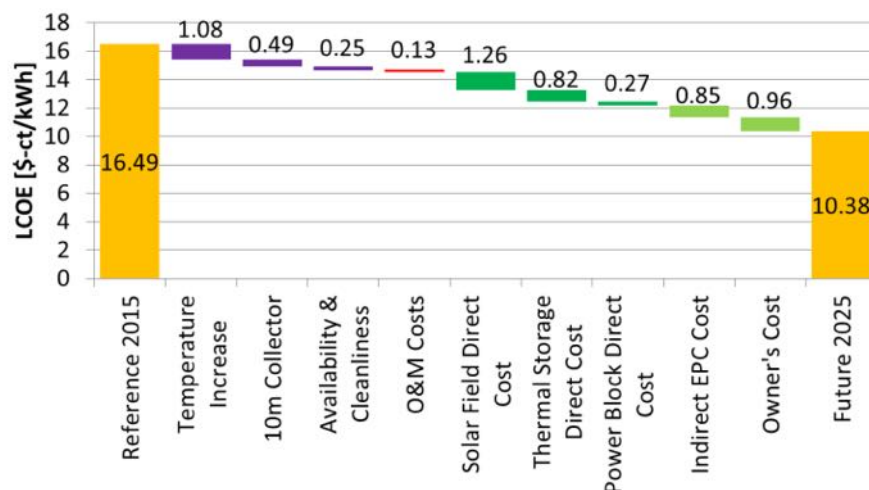


Abb. 1-6 Kostensenkungspotenziale für die Parabolrinnentechnologie bis 2025 unterteilt nach technischen Leistungsverbesserungen (violett), Betriebskosten (rot) und Investitionskosten (dunkel-/hellgrün)

Quelle: Dieckmann (2016)

Für Parabolrinnen ist der Schritt hin zu höheren Prozesstemperaturen notwendig, um den Wirkungsgrad des angeschlossenen Kraftwerksprozesses signifikant zu erhöhen. Wenn es gelingt Flüssigsalze als Wärmeträgermedium im Solarfeld erfolgreich einzusetzen, führen alleine die Verbesserung der Kreislaufwirkungsgrade und die Verringerung der Speicherkosten auf Grund der höheren Temperaturspreizung zu einer Reduktion von ca. 2 \$ct/kWh, wie Abb. 1-6 verdeutlicht. Darüber hinaus gibt es verschiedene vielversprechende innovative Kollektorkonzepte (z. B. mit großen Aperturweiten bis zu 10 m), die große Kostensenkungspotenziale beinhalten.

Im Gegensatz zur Parabolrinnentechnologie, welche den CSP-Markt seit 1980 dominiert, werden derzeit die ersten Turmkraftwerke im kommerziellen Maßstab gebaut. Aufgrund der gerade erst begonnenen Markteinführung ergeben sich große Lerneffekte und somit deutliche Kostensenkungspotenziale für die Turmtechnologie. Bis 2025 profitiert die Technologie hauptsächlich von verbesserter Heliostattechnologie, erhöhter Anlagenverfügbarkeit und geringen Sicherheitsaufschlägen, wie in Abb. 1-7 dargestellt wird. Für die Realisierung dieser Kostensenkungspotenziale ist nicht nur eine entsprechende Forschungsförderung, sondern auch die Unterstützung des Markteintritts der Turmtechnologie von essentieller Bedeutung.

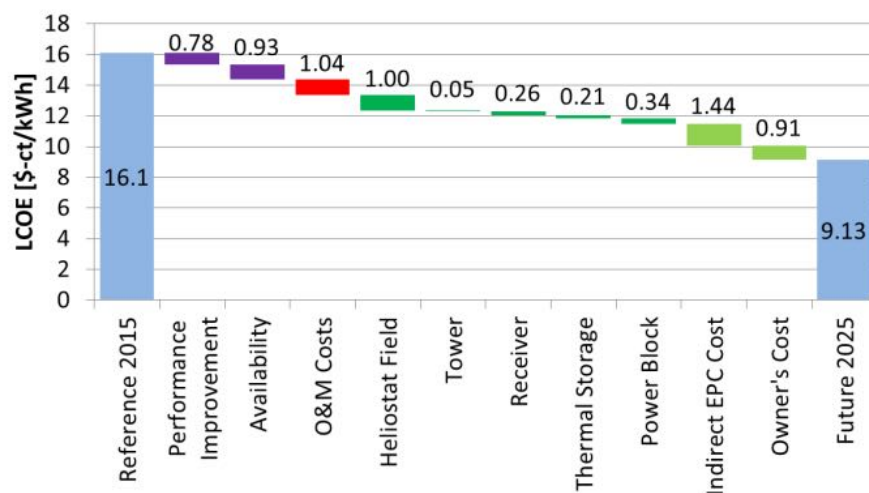


Abb. 1-7 Kostensenkungspotenziale für die Turmtechnologie bis 2025 unterteilt nach technischen Leistungsverbesserungen (violett), Betriebskosten (rot) und Investitionskosten (dunkel-/hellgrün)

Quelle: Dieckmann (2016)

1.3 Solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke

Dezentrale, solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke können Synergien zwischen dem fluktuierenden Strahlungsangebot und der auch längerfristig speicherbaren Biomasse schaffen. Dabei können in der Auslegung die jeweiligen Beiträge der beiden unterschiedlichen, erneuerbaren Energiequellen je nach lokaler Verfügbarkeit der Ressource angepasst werden. Wie der zunehmende Markt für die Hybridisierung von Dieselgenerator-Microgrids mit PV oder Windenergieanlagen zeigt, besteht weltweit Bedarf an nachhaltiger Elektrizitätsversorgung ländlicher Regionen oder Inseln. Im Leistungsbereich zwischen ca. 0,5 MWe bis ca. 50 MWe könnten solar-hybride Bio-

masse-Heizkraftwerke wertvolle Beiträge zur regionalen Entwicklung leisten. Neben der Stromerzeugung können durch Abwärmenutzung weitere Energiedienstleistungen bereitgestellt werden (Warmwasser, Prozesswärme, Klimatisierung, Kühllager, Wasserentsalzung). Bau und Betrieb der Anlagen, einschließlich der lokalen Beschaffung des Brennstoffs (vorzugsweise Entsorgung von Abfallbiomasse), schaffen lokale Arbeitsplätze und tragen zur Verbesserung der Lebensbedingungen bei.

Obwohl das Haupteinsatzgebiet dieser Technologie in der Entwicklungszusammenarbeit zu sehen ist, bieten sich selbst in Mitteleuropa potenzielle Anwendungen, die von der heimischen Industrie als Referenzen zur Vorbereitung des Markteinstiegs genutzt werden könnten. Erste Anlagen dieser Art sind schon in Dänemark in Verbindung mit Nahwärmenetzen in Betrieb (Aalborg 2017).

1.3.1 Anlagenkonzept

Grundsätzlich gibt es verschiedene Szenarien der Integration von Biomasse und Solarenergie. Ein mögliches technisches Integrationskonzept wird nachfolgend beschrieben, als Basis für eine erste Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen in Deutschland in Kapitel 1.3.2. Die seit Jahren zur Einsatzreife entwickelte Direktverdampfung von Wasser in Parabolrinnen oder linearen Fresnelkollektoren bietet eine gute Grundlage für die Realisierung von dezentralen Anlagen mit verhältnismäßig kleinen Solarfeldern, weil Wärmetauscher und (möglicherweise) toxisches synthetisches Wärmeträgerfluid wegfallen. Wie in Abb. 1-8 exemplarisch dargestellt, teilt sich das Solarfeld in zwei Teile auf: Im Verdampfer (Evaporator) wird das Wasser bei 40 bar/250 °C teilweise verdampft und anschließend in der Dampftrommel der Dampf vom Wasser separiert. Der Dampf wird dann im nachgeschalteten Überhitzer auf die gewünschte Temperatur von 350 °C gebracht.

Das Solarfeld wird parallel zum Biomassekessel geschaltet, der nachts und bei schlechter Einstrahlung die komplette Leistung des Solarfelds ersetzen bzw. ergänzen kann. Die verwendete Gegendruckturbine entspannt den Dampf dem benötigten Temperaturniveau der Wärme entsprechend, in diesem Fall 2,6 bar/140 °C. Die Wärme kann dann entweder über einen Wärmeübertrager ausgekoppelt werden, oder der Dampf wird direkt in das Dampfnetz eingespeist.

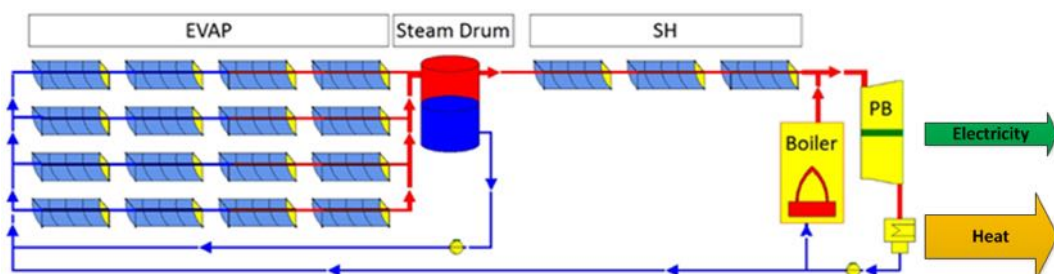


Abb. 1-8 Beispielkonzept einer CSP/Biomasse-KWK

Quelle: Soares (2017) mit eigenen Ergänzungen

Der Austrittsdruck aus der Turbine legt auch das Verhältnis von Strom- und Wärmeproduktion fest. Mit den oben genannten 2,6 bar liegt das Verhältnis bei 13 % Strom und 87 % Wärme.

1.3.2 Beispielszenario solare Strom- und Wärmekosten in Deutschland

Für die in Kapitel 1.3.1 dargestellte Schaltung wird in diesem Kapitel ein beispielhaftes Wirtschaftlichkeitsszenario dargestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass vor allem die Investitionskosten für das Solarfeld durch Serienfertigung der modularen und montagefreundlichen Kollektorsysteme deutlich sinken werden. Für dieses Szenario wurden die Kosten in Anlehnung an den konservativeren Trend (maximal) aus Acatech (2015) gewählt. Die übrigen Kosten wurden konstant gehalten.

Tab. 1-2 fasst die wichtigsten Parameter und Ergebnisse zusammen. Die Powerblockkosten werden in diesem Beispiel entsprechend der elektrischen Volllaststundenzahlen bei 24/7 Betrieb mit 100 % Last auf Solarfeld und Biomassekessel aufgeteilt. Die Aufteilung der Gesamtkosten auf Strom und Wärme werden entsprechend des Produktionsverhältnisses beider Energieformen aufgeteilt. Damit ergeben sich attraktive Stromgestehungskosten von unter 15 €/kWh für den solaren Anteil eines Hybridkraftwerks. Diese liegen bereits heute im Bereich der aktuell für die Ausschreibungen von Biomasseheizkraftwerken vorgegebenen Höchstwerte (0,1488 – 0,169 €/kWh für Neu- bzw. Altanlagen (Lenz et al. 2017: 68)). Die solaren Wärmegestehungskosten liegen im Bereich üblicher Fernwärmeverkaufspreise. Dies deutet darauf hin, dass für die dezentrale Strom- und Wärmeproduktion mittels konzentrierender Solartechnik auch in Deutschland ein gewisses Potenzial besteht, das zur Realisierung von Referenzanlagen mittelständischer Technologieanbieter genutzt werden könnte und dadurch auch den Einstieg in internationale Märkte befördern würde.

Tab. 1-2 Techno-ökonomische Kenndaten für die solare Hybridisierung von Biomasse-Heizkraftwerken

	Einheit	Heute	2030	2050
Solare Volllaststunden Wärme	h	900	900	900
Solare Volllaststunden Strom	h	445	445	445
Lebensdauer	a	>20	>20	>20
Investitionskosten – Solarfeld	€/m ²	240	160	80
Investitionskosten – Power Block	€/kW _{el}	800	800	800
Gesamtinvestitionskosten Solarfeld ¹	€/kW _{el}	4.250	2.910	1.570
Fixe jährliche Betriebskosten Solarfeld ²	€/kW _{el}	82	59	35
Solare Stromgestehungskosten	€/ct/kWh	0,15	0,10	0,05
Solare Wärmegestehungskosten	€/ct/kWh	0,072	0,050	0,027

Quelle: DLR, Solarfeldkosten aus ACATECH (2015)

¹ Pro kW_{el} Nominalleistung des Power Blocks

² S. o.

2 Stand F&E in Deutschland

Die F&E-Empfehlungen der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050 (Wietschel et al. 2010) sind weiterhin relevant. Bei Parabolrinnen- und Linear Fresnel Technologie wurde die Direktverdampfung zur Einsatzreife weiterentwickelt und in ersten Kraftwerken umgesetzt, konnte sich jedoch im Markt bisher nicht durchsetzen. Dies liegt vor allem daran, dass keine kostengünstigen Dampfspeichersysteme verfügbar sind. Deshalb ist die Direkte Dampferzeugung bis auf Weiteres insbesondere für solar-fossile Hybridanlagen geeignet, beispielsweise zur Brennstoffeinsparung bei fossil gefeuerten Kraftwerken oder zur industriellen Prozessdampf-Erzeugung. Fortschritte wurden auch bei der Entwicklung neuer Wärmeträgermedien erzielt und Silikonöle mit Betriebstemperaturen $<400\text{ °C}$ in solaren Demonstratoren erprobt. Kostensenkungen bei den Kollektoren wurden im Wesentlichen durch Vergrößerung der Einheiten und Reduzierung der Anzahl der Einzelteile erreicht.

Im Übrigen werden die seinerzeit empfohlenen Entwicklungsziele weiter verfolgt. Wegen der gestiegenen Bedeutung der Wärmespeicherung wird die nächste Generation solarthermischer Kraftwerke Salzschmelzen als Wärmeträger- und gleichzeitig Speichermedium nutzen, sowohl bei Parabolrinnen- als auch bei Solarturmkraftwerken. Diese bilden daher im Hinblick auf mögliche Beiträge zur Energiewende kurz- bis mittelfristig den Schwerpunkt der laufenden Entwicklungen und werden deshalb als Leitkonzepte den nachfolgenden Ausführungen zugrunde gelegt. Darüber hinaus werden insbesondere für die Solarturmtechnologie alternative Wärmeträgermedien für höhere Temperaturen und effizientere Kraftwerksprozesse entwickelt. Diese sind im Anhang 6.1 zusammenfassend kurz beschrieben, können jedoch aufgrund der sehr unterschiedlichen Entwicklungsstände und Datenlage im Einzelnen nicht sinnvoll anhand der für diesen Bericht im Kriterienraster (*Teilbericht 1*) vorgegebenen Kriterien bewertet werden (Ausnahme: Technology Readiness Level, siehe Tab. 3-2). Mit fortschreitender Reife der Konzepte werden sie sich anhand der Benchmarks der Salzturm- und Rinnensysteme messen lassen. Bei der schon weit entwickelten Direktverdampfung geht es vorrangig um die Erschließung von neuen Anwendungsfeldern, insbesondere im Bereich der dezentralen Energieversorgung mit Hybridanlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung.

2.1 Solarthermische Kraftwerke mit Salzschmelze

2.1.1 Solarturmkraftwerke

Die aktuellen F&E-Arbeiten in Deutschland zu Solarturmkraftwerken mit Salzschmelze zielen darauf, kurzfristig deutsche Unternehmen bei der Positionierung ihrer Technologien im Markt zu unterstützen. Mittel- bis langfristig sollen weitere Kostensenkungen durch effizientere Prozesse, weitere Temperaturerhöhung, gegebenenfalls auch durch Einsatz alternativer Wärmeträgermedien sowie Einsatz kostengünstigerer Materialien und Fertigungskonzepte für Komponenten wie beispielsweise Heliostate erreicht werden.

Trotz der bereits erreichten Marktposition bietet die Technologie noch beachtliches Potenzial zur Kostensenkung durch den Einsatz optimierter Receiverkonzepte, verbesserte Integration mit modernen Kraftwerksprozessen sowie modellbasierter Op-

timierung der Betriebsweise. Zudem wird durch die Erfahrung der bisher gebauten bzw. sich im Bau befindlichen Anlagen eine deutliche Kostensenkung der Komponenten erwartet, was die aktuelle Marktlage bestätigt.

Die aktuelle Technologie erreicht Salztemperaturen bis 565 °C. Oberhalb dieser Temperatur setzen Degradationseffekte der üblichen Nitratsalzmischung ein. Derzeit arbeiten die modernsten überkritischen Dampfprozesse mit einer Frischdampf Temperatur von ca. 620 °C. Um diese Kraftwerksprozesse für solarthermische Kraftwerke zu nutzen, müssen die Salztemperaturen auf ca. 650 °C angehoben werden. Für diese Temperaturen müssen geeignete neue Salzmischungen entwickelt und deren thermophysikalischen Eigenschaften, Degradation und Interaktion mit den Materialien der salzführenden Komponenten des Gesamtsystems untersucht werden. Angesichts der erhöhten Anforderungen an Temperatur und Zyklenfestigkeit wird eine Qualifizierung und Adaption von Kraftwerkskomponenten wie Pumpen, Ventilen und Receiverrohren und -Komponenten angestrebt. Hierfür stehen die Evaluierung der Degradationseffekte, Tests von Receivern (im Maßstab 10 kW bis 100 kW) und Schaffung eines Gesamtsystemverständnisses (mittels Simulation und Auslegungsoftware) von Salzmischungen aus. Durch Auswahl des vielversprechendsten Receiverkonzeptes und durch eine detaillierte Designoptimierung (z. B. durch ein verbessertes Werkstoffkonzept, Einsatz neuer Beschichtungen) sollen der Wirkungsgrad und die Lebensdauer verbessert sowie die Kosten gesenkt werden.

Alternativ zu neuen Hochtemperatursalzmischungen werden auch andere Wärmeträgermedien untersucht, die jeweils eigene Anforderungen an Receiver und Systemintegration stellen und unterschiedliche Reifegrade erreicht haben:

- Solarturmsysteme mit offenem Luftreceiver und Luft als Wärmeträgermedium
- Solarturmsysteme mit keramischen Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium
- Solarturmsysteme mit Flüssigmetallen als Wärmeträgermedium

Diese werden nachfolgend nicht gesondert betrachtet (Ausnahme: Bewertung der TRL). Kurzbeschreibungen sind im Anhang 6.1 zusammengefasst.

2.1.2 Parabolrinnenkraftwerke

Die aktuellen F&E-Arbeiten fokussieren sich auf den Nachweis, dass für die nachfolgenden offenen Fragen zum Einsatz von Salzschnmelze als Wärmeträgermedium in Parabolrinnen sichere und effiziente Lösungen gefunden werden können:

- 1 | Befüllungs- und Entleerungsprozedur
- 2 | Hoher Energieaufwand während des Nachtbetriebs, um Erstarrung zu vermeiden (bspw. Eigenverbräuche, Heizenergie etc.)
- 3 | Einfriergefahren in verschiedenen Betriebsmodi (bspw. Verlässlichkeit der Begleitheizungen für Rohrleitungen und Einbauten)
- 4 | Blackout-Szenarien
- 5 | Materialanforderungen durch Temperatur und Korrosion
- 6 | Leistungsfähigkeit der Solarkollektoren (Receiver-Tauglichkeit, Konzentrationsfaktoren, optischer/thermischer Wirkungsgrad, mechanische Eigenschaften)

- 7 | Flexible Rohrleitungsverbindungen: Demonstration der Einsatzfähigkeit und Dichtheit
- 8 | Dampferzeugersystem: Interne Leckagen an den Wärmeübertragerflächen, örtliche Temperaturdifferenzen zwischen Salz- und Wasserkreislauf
- 9 | Instandhaltungs- und Betriebsmaßnahmen; Umgang mit unvorhergesehenen Ereignissen
- 10 | Stabilität der Salzmischungen (zeitliche Stabilität, thermische Stabilität)

Zu diesem Zweck wird von einem deutschen Konsortium ein Demoloop mit vier Heliotrough-Kollektoren auf dem Gelände der Universität Évora in Portugal errichtet und betrieben. Diese soll längerfristig auch für Folgeprojekte im Bereich Salzschnmelzetechnologien gemeinsam genutzt werden. Eine bereits laufende Aktivität ist die Entwicklung (und spätere Demonstration an der Anlage) eines Dispatch-Optimierers, mit dem auf der Basis von Wetter- und Marktprognosen der größte Nutzen aus dem vorhandenen Speicher und flexiblen Betriebskonzept gezogen werden kann.

Ebenfalls mit deutscher Beteiligung wird in Ägypten im Rahmen des EU-geförderten Projekts MATS ein Demonstrationskraftwerk mit Abwärmenutzung zur Wasserentsalzung gebaut. Zum Einsatz von Salzschnmelze in linearen Fresnelkollektoren wurden Voruntersuchungen in einem entsprechend umgerüsteten Loop der Fa. Frenel in Spanien durchgeführt.

2.2 Solar-Hybride Biomasse-Heizkraftwerke

Während geeignete Komponenten für diese Technologieanwendung prinzipiell verfügbar sind, beschränken sich die aktuellen F&E-Arbeiten in Deutschland zu diesem Thema überwiegend auf explorative Arbeiten zur Identifizierung aussichtsreicher Anwendungen und Umsetzungspartner.

Im Rahmen des EU-Projektes ReelCoop wurde bei der Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis (ENIT) unter Federführung des DLR eine Demonstrations- und Trainingsanlage errichtet, die im Sommer 2017 in Betrieb genommen werden soll. Das rund 1.000 m² große Solarfeld liefert Dampf mit 175 °C für den Betrieb einer 60 kW_e ORC-Turbine.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Zunächst werden Vorlaufzeiten für die Realisierung erster kommerzieller (Pilot-) Anlagen mit unmittelbarem Beitrag zur Energiewende in Deutschland abgeschätzt (Tab. 3-1).

Technologien für Beiträge zur Residuallastdeckung mittels solarthermischer Kraftwerke und HGÜ-Verbindung sind mit TRL 7-9 verfügbar. Der kritische Erfolgsfaktor zur Umsetzung ist die Schaffung der nötigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für ein tragfähiges Geschäftsmodell, was durch entsprechende Machbarkeitsstudien vorbereitet und flankiert werden muss. Insbesondere sind Standorte für das Solarkraftwerk und den Einspeisepunkt ins deutsche Übertragungsnetz zu definieren, die Trasse der HGÜ-Verbindung festzulegen, Verträge mit den betroffenen Staaten abzuschließen und die erforderlichen Genehmigungsverfahren zu durchlaufen. Selbst bei einem ambitionierten Szenario wird dies eine Dekade beanspruchen.

Auch für die solare Hybridisierung bestehender Biomasse-Heizkraftwerke in Deutschland stehen die erforderlichen Technologien im Prinzip zur Verfügung, sind jedoch noch nicht als Gesamtkonzept realisiert und erprobt. Für die Identifizierung geeigneter Standorte und Integrationskonzepte sind Marktanalysen und Machbarkeitsstudien erforderlich, auf deren Basis wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Einführung solcher Anlagen definiert werden können. Da nur inländische Stakeholder betroffen sind und der Projektumfang jeweils überschaubar ist, sollte die Realisierung erster Anlagen schneller möglich sein als bei den solarthermischen Kraftwerken mit HGÜ-Verbindungen ins deutsche Übertragungsnetz.

In den internationalen Märkten wird die Kommerzialisierung neuer Technologien überwiegend dadurch beeinflusst, wie schnell die technische Reife demonstriert und Akzeptanz der Innovation bei Investoren („bankability“) erreicht werden kann. Die nachfolgende Darstellung beruht auf der Einordnung der technischen Reife der Technologien und Einschätzung des Bedarfs an weiteren Entwicklungsschritten unter der Annahme, dass es einen engagierten Technologietreiber gibt, dem es gelingt, die dafür notwendigen Mittel einzuwerben. Dies ist im Rahmen des internationalen Wettbewerbs eine optimistische, aber nicht unrealistische Annahme. Über die Beteiligung deutscher Unternehmen kann damit jedoch keine Aussage getroffen werden. Diese wird davon abhängen, wie intensiv die Entwicklung dieser Technologien durch öffentliche Förderung und hinreichend starkes unternehmerisches Engagement in Deutschland vorangetrieben wird.

Für Solarturmkraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger kann die Marktreife als gegeben angenommen werden. Dabei ist davon auszugehen, dass parallel zum kommerziellen Einsatz Weiterentwicklungen in Richtung höherer Prozesstemperaturen mit neuen Salzmischungen stattfinden werden, die ohne grundlegende Änderungen des Anlagenkonzeptes eingeführt werden. Bei den Parabolrinnen mit Salzschnmelze stehen als nächste Schritte die Demonstration von Systemprototypen (TRL 7) und kommerziellen Pilotanlagen (TRL 8) an. Mit kommerziellen Projekten ist ab Anfang der 2020er Jahre zu rechnen. Linear Fresnel-Kollektoren mit Salzschnmelze als Wär-

meträger sind derzeit nur als Konzeptstudie umgesetzt (TRL 2). Mit entsprechender Förderung könnte die Kommerzialisierung bis 2030 erfolgen.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Technologie A: Solarthermisches Kraftwerk mit Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium im Mittelmeerraum und HGÜ-Übertragung nach Deutschland

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Technologie B: Solare Hybridisierung von Heizkraftwerken in Deutschland

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Unabhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage *in den Zielländern* für solarthermische Kraftwerke zu rechnen ...

Solarthermisches Kraftwerk im Leistungsbereich >100 MW

Solarturmkraftwerk / Salzschnmelze (Nitratsalze) (T1) bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Solarturmkraftwerk / Hochtemperatur Salzschnmelze (T2) bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Parabolrinnenkraftwerk / Salzschnmelze (T3) bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Solarturmkraftwerk / volumetrischer (Luft-) Receiver (T4) bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Solarturmkraftwerk / Flüssigmetall (T5) bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☒ nach 2050 ☐

Solarturmkraftwerk / Partikel (T6) bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☒

Dezentrales solarthermisches Hybrid-Kraftwerk mit KWK

Industrielle KWK (T7) bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Inselnetze / Microgrids (T8) bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Turmkraftwerke mit alternativen Wärmeträgermedien für höhere Temperaturen werden dem unterschiedlichen Entwicklungsstand entsprechend gestaffelt in den Markt eintreten. Für volumetrische Luftreceiver ist TRL 8 mit dem Solarturm Jülich realisiert. Er sollte ab 2020 in kommerziellen Projekten eingesetzt werden. Die aktuellen Entwicklungen zu Flüssigmetall- oder Partikelsystemen bewegen sich im Be-

reich TRL 4-5. Wegen der umfangreichen Vorarbeiten und Erfahrungen mit dem Einsatz von Natrium in industriellen und kerntechnischen Anlagen kann erwartet werden, dass die Entwicklungsstufen für den solarthermischen Kraftwerkseinsatz etwas schneller durchlaufen werden können als bei der Partikelreivertechnologie.

Aufgrund der Vielfalt prinzipiell geeigneter Anwendungen und der Verfügbarkeit der Technologiekomponenten ist damit zu rechnen, dass in sonnenreichen Ländern erste dezentrale Anwendungen sowohl in der Industrie als auch in der ländlichen Elektrifizierung vor 2030 realisiert werden können.

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Global betrachtet hat das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke in den derzeitigen politisch gestützten Märkten TRL 9 erreicht. Um weitere Kostensenkungen zu realisieren und weitere Marktsegmente zu erschließen, werden unterschiedliche Technologieansätze verfolgt. Dabei gibt es große Unterschiede im Entwicklungsstand, so dass nachfolgend die Zuordnung jeweils für einzelne Technologien erfolgt.

Dabei bedeuten:

T1: Solarturmkraftwerk mit Salzschnelze (Nitratsalze)

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Es sind bereits mehrere kommerzielle Anlagen in Betrieb bzw. im Bau.

T2: Solarturmkraftwerke mit Hochtemperatur-Salzschnelze

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Anlagenkonzept und Komponenten sind im Prinzip bekannt, müssen jedoch auf die erhöhten Anforderungen (Temperatur, Korrosion) angepasst werden

T3: Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnelze

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Erste Pilotanlage in Betrieb, mehrere Testloops in relevanter Größe in Betrieb bzw. im Bau.

T4: Solarturmkraftwerk mit volumetrischem (Luft-) Receiver

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Systemdemonstration in reduziertem Maßstab in Jülich realisiert

T5: Solarturmkraftwerk mit Flüssigmetall

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Entwicklung für Solaranwendung im Laborstadium

T6: Solarturmkraftwerk mit Partikelreceiver

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Funktionsnachweis des Receivers im Labor erfolgt

T7: Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für industrielle KWK

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Komponenten stehen kommerziell zur Verfügung. Funktionsnachweis als System in relevanter Umgebung steht aus

T8: Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für Inselnetze / Microgrids

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Komponenten stehen kommerziell zur Verfügung. Funktionsnachweis als System im Rahmen EU ReelCoop in Vorbereitung

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
Grundlagenforschung									
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung									
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL: Technology Readiness Level

T1 = Solarturmkraftwerk mit Salzschnmelze (Nitratsalze), T2 = Solarturmkraftwerke mit Hochtemperatur-Salzschnmelze, T3 = Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnmelze, T4 = Solarturmkraftwerk mit volumetrischem (Luft-) Receiver, T5 = Solarturmkraftwerk mit Flüssigmetall, T6 = Solarturmkraftwerk mit Partikelreceiver, T7 = Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für industrielle KWK, T8 = Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für Inselnetze / Microgrids

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko

Die Technologie der solarthermischen Kraftwerke ist gekennzeichnet durch vielfältige Synergien mit konventioneller Kraftwerkstechnik bzw. konventionellem Anlagenbau. Erkenntnisse und Erfahrungen aus teilweise seit Jahrzehnten betriebenen Versuchsanlagen und kommerziellen Kraftwerken mit einer Gesamtkapazität von mittlerweile knapp 5 GW bilden eine gute Basis zur Weiterentwicklung der Technologie.

Die wesentlichen Herausforderungen bestehen in der erforderlichen signifikanten Reduktion der solaren Stromgestehungskosten und in der Optimierung der Technologie auf diejenigen Einsatzgebiete, in denen sie ihre Stärken am besten ausspielen kann, nämlich der Bereitstellung von CO₂-frei produziertem, sicherem und regelbarem Strom. Aufgrund der Vielzahl der Technologien sind keine technischen Risiken erkennbar, welche die gesamte Entwicklung in Frage stellen könnten.

Demgegenüber sind die wirtschaftlichen Entwicklungsrisiken als hoch anzusehen, insbesondere für die im internationalen Vergleich überwiegend wirtschaftlich schwächeren Technologiefirmen in Deutschland. Einerseits liegt das an dem bereits hohen Reifegrad der Technologien, der im nächsten Schritt eine Demonstration in relevantem Maßstab erfordert. Dies ist gerade für die kleinen Unternehmen kaum zu finanzieren. Andererseits ist auch der internationale Wettbewerb stark gewachsen, was aufgrund der hohen Entwicklungsgeschwindigkeit leicht dazu führen kann, dass ausländischen Wettbewerbern die erfolgreiche Demonstration früher gelingt und der bisherige deutsche Technologievorsprung verloren geht.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld solarthermische Kraftwerke

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Hinsichtlich Rohstoffrisiken hat sich gegenüber früheren Studien (ISI 2010, ACATECH 2015) die Lage nicht verändert. Es sind keine Rohstoffrisiken erkennbar.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Die bis Ende 2014 installierten Anlagen wurden aus Greenpeace (2016, Appex 1) entnommen. Nach Plausibilitätscheck und einzelnen Korrekturen ergibt sich eine installiert Kapazität von 4,3 GW mit einer jährlichen nominalen Produktion von 11 TWh/a. Die Bandbreiten der Jahresproduktionen für die einzelnen Szenarienbereiche und Bezugsjahre wurden aus den jeweils genannten Szenarien übernommen. Hinweis: Da die Werte für die Jahre 2030 und 2050 im Szenario BAU (max.) und für 2040 im Szenario INT_2C (max.) nicht plausibel sind, wurden sie durch plausiblere eigene Schätzungen/Interpolation ersetzt.

Die jeweils für diese Jahresproduktion erforderliche Kraftwerkskapazität wurde abgeschätzt unter der Annahme, dass die mittleren Jahresvolllaststunden des Kraftwerksparks von 2.500 h/a in 2020 pro Dekade um 500 h/a steigen, so dass im Jahr 2050 im Mittel 4.000 Jahresvolllaststunden erreicht werden. Dies scheint plausibel im Blick auf das vorrangig adressierte Anwendungsgebiet „Residuallastdeckung und Netzdienstleistungen“ und das – je nach Technologie und Standort – breite Kostenminimum zwischen 3.500 und 6.000 Volllaststunden.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh
	Min	Max	Min	Max	Min
2014	4,3/11	4,3/11	4,3/11	4,3/11	4,3/11
2020	10,8/27	38,8/97	12,4/31	38,8/97	52,4/131
2030	36,3/109	53,3/160	108/325	534/1.601	851/2.552
2040	72,6/254	131/459	319/1.118	414/1.450	
2050	229/915	475/1.900	700/2.798	2.035/8.138	3.509/14.035

Das Marktpotenzial in der jeweiligen Dekade ergibt sich aus der Differenz der im Bezugsjahr installierten Kapazität und der zu Beginn des Zeitraums bereits vorhandenen Kapazität. Wegen des noch jungen Marktes und der langen wirtschaftlichen Lebensdauer solarthermischer Kraftwerke wird es im Untersuchungszeitraum keinen signifikanten Ersatzbedarf geben.

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische-Kraftwerke

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh
	Min	Max	Min	Max	Min
2014 - 2020	6,5/16	34,5/86	8,1/20	34,5/86	48,1/120
2021 - 2030	25,5/82	14,5/63	95,9/294	495/1.504	798/2.421
2031 - 2040	36,2/145	77,8/299	211/793	609/2.399	
2041 - 2050	156/661	344/1.441	380/1.680	892/4.138	2.658/11.483

Der spezifische Investitionsaufwand in €₂₀₁₅/kW wurde aus Tab. 1-1 entnommenen Kostendaten der Bezugsjahre für die jeweiligen Perioden gemittelt.

Tab. 4-3 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische-Kraftwerke

Zeitraum	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	Mrd. €		Mrd. €		Mrd. €
	Min	Max	Min	Max	Min
2014 - 2020	26	136	32	136	190
2021 - 2030	78	44	293	1.509	2.435
2031 - 2040	92	198	538	1.553	3.057
2041 - 2050	359	791	874	2.051	3.057

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Das Marktpotenzial für die Technologieoption „Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum und HGÜ Transport nach Deutschland“ wird für zwei Szenarien untersucht: DE 80 % (Szenario 2011A aus BMU Leitstudie 2011) und DE_90 % (Trieb 2013).

Tab. 4-4 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenario DE_80 %	Szenario DE_90 %
Einheit	GW/TWh	GW/TWh
2020		
2030	1,2/7	8,5/48
2040	5,2/31	12,5/66
2050	6,6/42	16/84

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke

Jahr	Szenario DE_80 %	Szenario DE_90 %
Einheit	GW/TWh	GW/TWh
2015 - 2030	1,2/7	8,5/48
2031 - 2040	4,0/24	4,0/18
2041 - 2050	1,4/11	3,5/18

Die Wachstumsrate für den internationalen Markt wird auf der Basis der Mediane aus den Minimal- und Maximalwerten der Szenarienbereiche ermittelt. Für den nationalen Markt (solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum und HGÜ nach Deutschland) werden die Mittelwerte aus den beiden Szenarien zugrunde gelegt.

Tab. 4-6 Ermittlung der Wachstumsrate für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke

Technologie	Zeitraum	CAGR
Solarthermische Kraftwerke zur regionalen Stromversorgung (international)	2014 - 2050	16,6 %
Solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum und HGÜ nach Deutschland (national)	2030 - 2050	4,2 %

Die wenig ambitioniert erscheinende Wachstumsrate für den heimischen Markt liegt darin begründet, dass bereits der Markteinstieg in einer signifikanten Größe gemessen am Gesamtvolumen des Marktes erfolgen muss. Für den Einstieg wird ein 3 GW-Projekt mit einem Gesamtumfang von 30 Mrd. € vorgeschlagen (Trieb und Hess 2016).

Zum Marktpotenzial der Technologie „Hybridisierung von Biomasse-Heizkraftwerken“ liegen keine quantitativen Untersuchungen vor. 2016 wurden in Deutschland von Biomasseheizkraftwerken mit einer Gesamtleistung von etwa 1,5 GW rund 9 TWh eingespeist (BWK 2017). Derzeit ist ungeklärt, wie viele Anlagen grundsätzlich für eine solare Hybridisierung geeignet wären. Wichtiger als das direkte Marktpotenzial in Deutschland ist jedoch die Chance für deutsche, mittelständische Technologieanbieter, im Inland Referenzanlagen zu bauen und zu betreiben, um sich im internationalen Markt für dezentrale Strom- und Wärmeversorgung positionieren zu können.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Dargestellt werden die vermiedenen Treibhausgasemissionen für die in Tab. 4-5 dargestellten Marktpotenziale. Es werden jeweils zwei Varianten betrachtet: Parabolrinnenkraftwerke in Spanien bzw. Turmkraftwerke in Marokko, jeweils mit HGÜ zu einem Einspeisepunkt in Deutschland. Emissionen für den Bau der Kraftwerke und Übertragungsverluste werden berücksichtigt. Die dargestellten Varianten decken die gesamte Bandbreite der in ACATECH (2015) untersuchten Fälle ab (vgl. Anhang o), der niedrigere Wert bezieht sich auf Parabolrinnenkraftwerke in Spanien, der höhere auf Solarturmkraftwerke in Marokko.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenario DE_80 %	Szenario DE_90 %
2020		
2030	4,6 – 5,6	31 – 38
2040	20 – 24	42 – 50
2050	26 – 31	52 – 63

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Der vermiedene *Primärenergieeinsatz* ergibt sich aus der Differenz des durch den Solarstromimport verdrängten Primärenergieeinsatzes und des in der Zusatzfeuerung der solarthermischen Kraftwerke eingesetzten Brennstoffs. Dies ist Tab. 4-8 für zwei Varianten (Rinne/Spanien bzw. Turm/Marokko) analog zu den vermiedenen THG Emissionen dargestellt.

Tab. 4-8 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

PJ/a	Szenario DE_80 %	Szenario DE_90 %
2020		
2030	49 – 63	337 – 433
2040	211 – 270	449 – 575
2050	281 – 359	561 – 717
Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.		

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Es erfolgt eine semi-quantitative Einschätzung des nicht-energetischen Ressourcenverbrauchs (Tab. 4-9). Berücksichtigt wird auch der durch Bau und Betrieb der Anlagen und HGÜ-Verbindungen in den Standort- und Transitländern verursachte Ressourcenverbrauch.

Tab. 4-9 Alternativabschätzung des jährlich vermiedenen oder zusätzlichen Ressourceneinsatzes durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

(1) Der kumulierte Ressourcenverbrauch bis zum Jahr 2050 ...

Szenarienbereich DE_80 % fällt stark ☐ fällt ☒ bleibt gleich ☐ steigt ☐ steigt stark an ☐

Szenarienbereich DE_95 % fällt stark ☐ fällt ☒ bleibt gleich ☐ steigt ☐ steigt stark an ☐

Begründung: In beiden Szenarienbereichen ist zunächst eine materialintensive Technologie-Infrastruktur aufzubauen. Dies wird mittelfristig überkompensiert durch zunehmende Reduzierungen beim energetischen Rohstoffverbrauch.

(2) Der kumulierte Ressourcenverbrauch (ohne energetische Rohstoffe) bis zum Jahr 2050 ...

Szenarienbereich DE_80 % fällt stark ☐ fällt ☐ bleibt gleich ☐ steigt ☒ steigt stark an ☐

Szenarienbereich DE_95 % fällt stark ☐ fällt ☐ bleibt gleich ☐ steigt ☒ steigt stark an ☐

Begründung: Der bis 2050 und darüber hinaus erforderliche Zubau an Kraftwerken und Übertragungskapazitäten führt zu steigendem Verbrauch nicht-energetischer Rohstoffe

(3) Der kumulierte Ressourcenverbrauch (nur kritische Rohstoffe) bis zum Jahr 2050 ...

Szenarienbereich DE_80 % fällt stark ☐ fällt ☐ bleibt gleich ☒ steigt ☐ steigt stark an ☐

Szenarienbereich DE_95 % fällt stark ☐ fällt ☐ bleibt gleich ☒ steigt ☐ steigt stark an ☐

Begründung: Kritische Rohstoffe fallen im Technologiefeld 1.5 nicht ins Gewicht.

Steigt/fällt: bis zum 10-fachen; Steigt stark/fällt stark: um das 10- bis 100-fache

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Solarthermische Kraftwerke können in diesem Kontext nur qualitativ bewertet werden, da sie aus folgenden Gründen eine Sonderstellung im Rahmen der deutschen Energiewende innehaben:

- der Bau solarthermischer Kraftwerke in Deutschland ist wegen der klimatischen Randbedingungen wirtschaftlich nicht sinnvoll.
- Beiträge zur Energiewende, insbesondere zur bedarfsgerechten Leistungsbereitstellung durch integrierte Energiespeicher und Stabilität des Stromnetzes, können über HGÜ-Leitungen z. B. aus MENA-Ländern erfolgen.
- für Deutschland bieten solarthermische Kraftwerke vor allem Chancen als Export-Technologie, da die deutsche Industrie in vielen Bereichen eine sehr gute Marktposition hat.

Die Kosteneffizienz zukünftiger Fördermaßnahmen für solarthermische Kraftwerke lässt sich deshalb vor allem unter folgenden Aspekten bewerten:

- Beitrag zur Energieversorgung / Stabilisierung des deutschen Stromnetzes
- Vermeidung von Stand-by-Kapazitäten (konventionelle Reserve-Kraftwerke)

- Sicherung und Verbesserung der Marktposition der deutschen Hersteller und Betreiber im internationalen Wettbewerb
- Beitrag zur weltweiten Reduktion von THG

Teilkriterium 6.1 Einsparung direkter und indirekter Kosten

Ob zukünftig eine Einsparung direkter Kosten mit solarthermischen Kraftwerken möglich ist, hängt von der weiteren Kostenentwicklung der Technologie ab. Studien erwarten eine signifikante Senkung der Stromgestehungskosten im Lauf der nächsten Jahre. Die IRENA-Kostenstudie sagt bis 2025 eine Reduktion um ca. 45 % voraus, verglichen mit dem Stand 2015.

Insbesondere können jedoch indirekte Kosten in signifikantem Maße eingespart werden. Dies gilt vor allem bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Strommarkt. So wurde beispielsweise für Kalifornien für einen 40 %-Anteil erneuerbarer Energiequellen ein um ca. 6 \$cent/kWh höherer Wert ermittelt (siehe Jorgenson et al. 2014), was letzten Endes der Einsparung der andernfalls notwendigen Energiedienstleistungen zur vollständigen und sicheren Strombereitstellung entspricht.

Teilkriterium 6.2 Externe Kosten

Der weitere Ausbau solarthermischer Kraftwerke führt zu einer signifikanten Reduktion des THG-Ausstoßes, wobei die bisher durch konventionelle Kraftwerke gebotene Versorgungssicherheit weitgehend aufrechterhalten werden kann. Somit können solarthermische Kraftwerke wesentliche Beiträge zur Reduzierung oder Vermeidung externer Kosten erbringen.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die vergleichsweise junge Marktentwicklung für solarthermische Kraftwerke ist durch starke regionale und zeitliche Diskontinuität gekennzeichnet. Statistisch relevante Daten über die in den bisher weltweit knapp 5 GW installierte Leistung erreichten Wertschöpfungsanteile in Deutschland liegen nicht vor. Erkenntnisse aus dieser frühen Marktphase wären auch nicht unmittelbar auf die erwartete Marktentwicklung übertragbar. Daher erfolgt hier eine qualitative Analyse und Abschätzung.

Rückblick historische Marktentwicklung

Die ersten kommerziellen solarthermischen Kraftwerke waren die in den Jahren 1984-1991 in Kalifornien errichteten und seitdem betriebenen neun Solar Electricity Generating Systems (SEGS) Anlagen mit einer Gesamtleistung von 364 MWe. Bereits dort waren deutsche Unternehmen mit der Lieferung von Schlüsselkomponenten signifikant beteiligt: Flabeg (Konzentratorspiegel) und Schott (Quarzglasrohre für die Receiverherstellung). Die Beendigung der günstigen Finanzierungsbedingungen durch PPA und Tax Credits stoppte den Zubau weiterer Kapazitäten für ca. 15 Jahre.

Während dieser Zeit wurde insbesondere in Deutschland die Technologie weiterentwickelt und Projektentwicklung und Lobbyarbeit für die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für einen Neustart des Marktes geleistet. So war die deutsche Industrie bei dem durch die spanische Einspeisevergütungsregelung ausgelösten Bau-

boom ab ca. 2005 gut aufgestellt und konnte sich in einzelnen Projekten bis zu 30 % des Lieferanteils sichern. Allerdings wurden gleichzeitig zügig Fertigungskapazitäten bei internationalen Wettbewerbern aufgebaut, so dass der deutsche Marktanteil in dieser Phase insgesamt bei etwa 10 % lag (ISI 2010: 381). Nachdem etwa 50 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 2,4 GWe errichtet waren, wurde unter dem Einfluss der Wirtschaftskrise das spanische Anreizprogramm gestoppt und die Vergütung für die existierenden Kraftwerke rückwirkend gesenkt. Damit kam der Markt dort zum Erliegen.

Neue Märkte entwickelten sich insbesondere in den USA, Marokko, Südafrika, Indien und in jüngerer Zeit in Chile und China. Obwohl beim marokkanischen Projekt Noor₁ der deutsche Lieferanteil nochmals auf 40 % gesteigert wurde, konnten sich die deutschen Unternehmen trotz Know-How Vorsprung und qualitativ hochwertiger Produkte in diesen Märkten insgesamt deutlich weniger erfolgreich positionieren. Neben Markteintrittsbarrieren beispielsweise in den USA und China dürfte dazu wesentlich der Mangel an finanzstarken Generalunternehmen aus Deutschland beigetragen haben. Dies hatte schon im spanischen Markt dazu geführt, dass technologisch führende deutsche Projektentwickler in der Realisierungsphase aus finanziellen Gründen immer stärker in die Rolle von Juniorpartnern und Zulieferern gedrängt wurden.

Zudem haben Ausschreibungsverfahren wie „umgekehrte Versteigerungen“ zu verstärktem Kostendruck geführt, so dass Qualität und Innovation derzeit am Markt weniger honoriert werden als niedrige Preise. Zunehmend wird auch signifikante lokale Wertschöpfung gefordert, wodurch Technologietransfer und Schulung an Bedeutung gewinnen, während Fertigungs- und Montageanteile vom Inland in die Zielregionen verlagert werden.

Aufstellung der deutschen Industrie

Die Wertschöpfungskette solarthermischer Kraftwerke umfasst neben solarspezifischen Komponenten (Kollektoren, Receiver) umfangreiche Lieferanteile aus dem konventionellen Kraftwerks- und Anlagenbau sowie entsprechende Dienstleistungen. Hierzu gehören insbesondere die Bereiche Turbinen und Balance of Plant; Elektrik, Instrumente und Leittechnik; Rohrleitungsbau, Ventile und Isolierung; Wärmeträgermedien, Speicher, Wärmetauscher, Pumpen, Hydraulikantriebe. In diesen Bereichen ist die deutsche Industrie traditionell gut aufgestellt, so dass das komplette Lieferspektrum von inländischen Unternehmen abgedeckt werden kann. Dem Branchenverband Deutsche CSP haben sich folgerichtig auch eine Reihe von Unternehmen angeschlossen, deren Kerngeschäft nicht im Bereich solarthermischer Kraftwerke liegt (DCSP 2017).

Allerdings ist der Bereich der solarspezifischen Unternehmen seit einigen Jahren durch Firmenaustritte und Insolvenzen gezeichnet. Ein schwerer Rückschlag war die Einstellung der Receiverproduktion durch Schott.

Trotz der schwierigen Marktlage investieren die Technologiefirmen im Rahmen ihrer Möglichkeiten in F&E-Kooperationen, um die bisherige Technologieführerschaft zu erhalten und auszubauen. Ziel ist es, durch Innovation signifikante Kostensenkungs-

potenziale zu erschließen und verlorene Marktpositionen zukünftig zurückzugewinnen.

Abschätzung zukünftig möglicher inländischer Wertschöpfung

Es wird angenommen, dass im internationalen Markt für solarthermische Kraftwerke aufgrund der starken Position der inländischen Anlagenbauer ein Anteil von mindestens 5 % gehalten werden kann. Wenn mittelfristig die Technologieführerschaft auch bei den solarspezifischen Komponenten zu wieder wachsender inländischer Wertschöpfung in diesem Bereich führt, erscheinen 10 % Marktanteil mittelfristig realisierbar.

Unter der konservativ gewählten Annahme eines Wertschöpfungsanteils von 40 % am Umsatz des deutschen Maschinen- und Anlagenbaus kann je nach Szenario und betrachtetem Zeitraum eine jährliche Wertschöpfung zwischen 750 Mio. € und 15,5 Mrd. € erwartet werden:

Tab. 4-10 Mögliche jährliche inländische Wertschöpfung für 10 % Marktanteil und 40 % Wertschöpfungsanteil am Umsatz bei solarthermischen Kraftwerken

Zeitraum	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	Mrd. €		Mrd. €		Mrd. €
Einheit	Min	Max	Min	Max	Min
2014 - 2020	1,03	5,5	1,3	5,5	7,6
2021 - 2030	3,1	1,8	11,7	60	97
2031 - 2040	3,7	7,9	21,5	62	122
2041 - 2050	14	32	35	82	122

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Aufgrund der Erfahrungen als Zulieferer in der ersten Phase der Kommerzialisierung solarthermischer Kraftwerke in Kalifornien in den späten 1980er Jahren und die darauf folgende Phase eigenständiger Technologie- und Marktentwicklung in Europa konnte sich die deutsche Industrie zu Beginn der zweiten Kommerzialisierungsphase in Spanien ab 2007 als Technologieführer positionieren. Diese Phase führte allerdings auch zu einem Aufbau von Know-How und Kapazitäten bei europäischen Wettbewerbern. In der jetzigen dritten Phase der internationalen Marktexpansion spielen Innovationen bisher eine untergeordnete Rolle, da in den Ausschreibungen zunehmend bewährte Technologie und Referenzen verlangt werden. Außerdem führt die gewachsene Zahl potenzieller Anbieter zu starkem Kostenwettbewerb. Dadurch können deutsche Unternehmen ihre Stärken – qualitativ hochwertige Produkte und Innovationen – immer weniger ausspielen. Hinzu kommt das Fehlen entsprechend finanzstarker EPC-Unternehmen aus Deutschland, so dass sich zunehmend ausländische Konsortien durchsetzen. Dennoch konnte die deutsche Industrie in einzelnen

Projekten Marktanteile bis zu 40 % erzielen (NOOR₁) und kann deshalb als noch wettbewerbsfähig angesehen werden. Der gegenwärtige Trend ist allerdings negativ.

Tab. 4-11 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes solarthermische Kraftwerke

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Die in der Tab. 4-11 aufgezeigten Daten und Trends basieren auf der OECD-Datenbank und den dort aufgelisteten RD&D-Budgets (Research, Development & Demonstration) (OECD und IEA 2017).

Bei der Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld in Deutschland ist anzumerken, dass dies nur eine eingeschränkte Bewertung erlaubt, da die teilweise erhebliche öffentliche Förderung der Länder und der EU im Bereich solarthermischer Kraftwerkstechnologien nicht berücksichtigt sind.

Für den internationalen Vergleich werden die Daten der vier führenden Staaten (Status quo 2015) sowie die OECD insgesamt herangezogen: USA, Deutschland, Australien, Schweiz. Es fällt auf, dass für wesentliche Akteure (beispielsweise im Rahmen des IEA SolarPACES Implementing Agreements) keine oder unvollständige Daten vorliegen: Spanien, Frankreich, Italien sowie nicht-OECD-Länder wie China, Südafrika und Indien. Gerade letztere zeigen seit einigen Jahren zunehmendes Engagement im Bereich solarthermischer Kraftwerke, was sich neben der Marktentwicklung auch in F&E-Aktivitäten widerspiegelt.

Tab. 4-12 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld - Dtl		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	10,1
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ Mio.€/a	0,3
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	3,65
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	864
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	1,17
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	1,1
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets im jeweiligen Technologiefeld – Internationaler Vergleich		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt und/oder im Vgl. mit im Technologiefeld besonders aktivem Land/Ländern (ggf. nachfolgende Zeilen kopieren)		
OECD		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio.€	75,2
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ Mio€/a	-17,1
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	-17,7
USA		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio.€	41,9
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ Mio€/a	-18,8
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	-30,3
Relativer Anteil des öffentlichen F&E Budgets am OECD Budget Status Quo (2015)	%	55,7
Schweiz		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio.€	7,8
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ Mio€/a	-1,15
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	-12,5
Relativer Anteil des öffentlichen F&E Budgets am OECD Budget Status Quo (2015)	%	10,4
Australien		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio.€	8,96
Zeitlicher Trend (2014-2015)	+ Mio€/a	0,12
Zeitlicher Trend (2014-2015)	+ %/a	1,4
Relativer Anteil des öffentlichen F&E Budgets am OECD Budget Status Quo (2015)	%	11,9
Relativer Anteil des deutschen, öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im Vergleich zu OECD nach IEA Status Quo (2015)	%	13,4
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	16,0

Es zeigt sich, dass die Entwicklung des OECD-Budgets klar von den USA dominiert wird, die seit 2011 ihr Budget dramatisch reduziert haben.

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Zur Bewertung des wissenschaftlichen Output wurden in SCOPUS unter den Schlagworten „*solar thermal power plant OR solar thermal electricity OR concentrating solar power OR concentrated solar power*“ für den Zeitraum 2007 – 2016 gefundene Einträge ausgewertet. Insgesamt fanden sich 2.723 Einträge, ansteigend von 52 im Jahr 2007 auf 531 im Jahr 2016. Beim Anteil der Veröffentlichungen mit deutschem Leitautor zeigt sich ein negativer Trend. Trotz absolut ansteigenden Veröffentlichungen fällt Deutschland im internationalen Vergleich von der Spitzenposition (27 % in 2007) auf den dritten Platz (gemeinsam mit China, 9 %) in 2016 zurück.

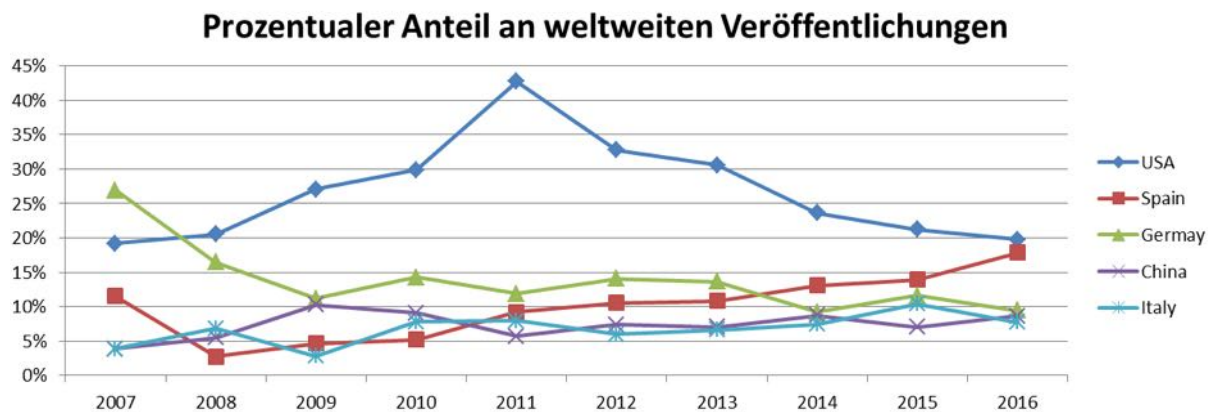


Abb. 4-1 Relative Anteile ausgewählter Länder an wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu solarthermischen Kraftwerken

Quelle: eigene Auswertung, Scopus

Tab. 4-13 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	Absolutwert %	50
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	%	12
Zeitlicher Trend (2007-2016)	%/a bzgl. Absolutwert	23
	%/a bzgl. Relativwert	- 9

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Es wird die gesellschaftliche Akzeptanz solarthermischer Kraftwerke in marktrelevanten Größenordnungen (> 50 MWe) bewertet. Eine Unterscheidung zwischen Parabolrinnenkraftwerken und Solarturmkraftwerken wird nur bei Kriterien vorgenommen, wo es inhaltlich geboten ist.

Lokale Ebene

Bau und Betrieb solarthermischer Kraftwerke ist in Deutschland wegen der klimatischen Randbedingungen nicht sinnvoll. Stattdessen wird der Import von solarthermisch erzeugtem Strom aus Nordafrika nach Europa mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als potenzieller Baustein einer zukünftigen regenerativen Energieversorgung z. B. auch in Deutschland vorgeschlagen (z. B. Trieb et al. 2012). Die lokale Ebene in Deutschland ist also nicht direkt durch die Kraftwerke, sondern allenfalls aufgrund des Baus zusätzlicher elektrischer Leitungen betroffen. Es ist aber davon auszugehen, dass die Öffentlichkeit in Deutschland die lokalen Auswirkungen von Bau und Betrieb solarthermischer Kraftwerke in den exportierenden Ländern Nordafrikas kritisch beobachten und als Konsumenten entsprechend handeln wird.

Solarthermische Kraftwerke werden üblicherweise in dünn besiedelten, flachen, ariden Gegenden gebaut und haben allein aufgrund ihrer Größe von mehreren Quadratkilometern beträchtliche Auswirkungen auf die lokalen Bedingungen. Daher sind Wasser- und Landverbrauch sicher als die wichtigsten negativen Auswirkungen zu nennen. Verschmutzung von Land, Luft und Wasser sind hingegen von sehr geringer Bedeutung, vor allem im Vergleich zu fossilen Kraftwerken ähnlicher Größe. Speziell bei solaren Turmkraftwerken wird über die Gefahr der konzentrierten Solarstrahlung für vorbeifliegende Vögel berichtet, ihre Signifikanz aber kontrovers diskutiert.

Als positive Auswirkungen werden vor allem die Schaffung von Arbeitsplätzen, die Verbesserung des Ausbildungsniveaus, die Stärkung der lokalen Wirtschaft sowie die Verbesserung der lokalen Infrastruktur in angrenzenden Gemeinden genannt.

Aktuelle Studien sehen die positiven Auswirkungen als überwiegend an und nennen Maßnahmen zu Milderung der negativen Auswirkungen (vgl. Wuppertal Institut und Germanwatch (2015) für das Parabolrinnenkraftwerk Noor I und ACWA Power (2015) für das Solarturmkraftwerk Noor III, beide in Marokko).

Bei zukünftig massivem Ausbau dieser Technologie in den entsprechenden Ländern könnten Land- und Wasserverbrauch eine stärkere negative Rolle spielen. Hier könnten Turmkraftwerke einen leichten Vorteil haben, da sie weniger stark auf flaches, ebenes Gelände angewiesen sind.

Marktebene

Die Akzeptanz für klimaneutral, abgasfrei und erneuerbar erzeugten Strom aus solarthermischen Kraftwerken ist bei zunehmend umweltbewussten Konsumenten als hoch anzunehmen. Bei industriellen Konsumenten spielt zudem die Liefertreue und Netzstabilität eine wichtige Rolle. Beides ist bei solarthermischen Kraftwerken durch ihre große Speicherfähigkeit gegeben. Der gegenüber anderen erneuerbaren Erzeu-

gungsformen wie PV oder Wind höhere Preis dürfte nur geringe Auswirkungen haben und in Zukunft aufgrund des Mehrwerts einer bedarfsgerechten Erzeugung weiter in den Hintergrund treten.

Für Investoren ist der enorm hohe Investitionsbedarf, die lange Kapitalbindung und die Abhängigkeit von unkalkulierbaren Wetter- und Umwelteinflüssen als negativ zu bewerten. Das Risiko der Investition in eine neue komplexe Technologie mit relativ wenig Betriebserfahrungen wird teilweise kompensiert durch den hohen Anteil konventioneller Komponenten aus Glas, Stahl und Beton und die weitgehende Unabhängigkeit von speziellen Rohstoffen. Die üblicherweise mit einem Energieversorger abgeschlossenen langjährigen Lieferverträge zu einem festen Preis mildern das finanzielle Risiko für den Investor. Mit zunehmender Betriebserfahrung und technischem Fortschritt ist von einem weiter verminderten Risiko für den Investor auszugehen.

Gesellschaftliche Ebene

Die Nutzung klimaneutral und regenerativ erzeugter Energie wird von weiten Teilen der Gesellschaft sicherlich positiv bewertet. Die Tatsache, dass es um den Import von Strom aus Entwicklungsländern geht, ruft möglicherweise ein geteiltes Echo hervor. Berichte über positive lokale Auswirkungen in den Erzeugerländern können die gesellschaftliche Akzeptanz fördern (vgl. lokale Ebene).

Sorgen aufgrund der Abhängigkeit vom Ausland oder Bedenken wegen der vermeintlichen Ausbeutung der Erzeugerländer können die Akzeptanz trüben. Die Diskussion dezentral vs. zentral wird zum Teil bereits heute gegen die Technologie solarthermischer Kraftwerke geführt.

Andererseits zeigt eine Studie, dass ein gewisser Anteil flexibel regelbarer Erzeugungstechnologien im Energiemix der Zukunft zum Ausgleich der Residuallast aufgrund der fluktuierenden Einspeisung von Wind und PV nötig ist und dass der Import von solarthermisch erzeugtem Strom diese Aufgabe sehr gut und kostengünstig übernehmen kann (vgl. Elsner et al. 2015). Eine Studie aus den USA zeigt, dass durch solarthermisch erzeugten Strom die Aufnahmefähigkeit im Netz für fluktuierende Energiequellen wie Wind und PV sogar erhöht und der Gesamtanteil regenerativ erzeugter Energie gesteigert werden kann (vgl. Denholm und Mehos 2011). Eine weitere Studie geht davon aus, dass durch den Import von solarthermisch erzeugtem Strom mittels Punkt-zu-Punkt HGÜ-Verbindungen in europäische Ballungszentren der nötige Ausbau der Stromnetze in Europa deutlich verringert werden kann (Trieb et al. 2012). Das sollte die Akzeptanz insgesamt spürbar positiv beeinflussen.

Für die Politik und die wirtschaftlichen Entscheidungsträger wird eine positive Rolle spielen, dass der Lieferanteil deutscher Firmen an solarthermischen Kraftwerken mit bis zu 40 % sehr hoch ist.

Tab. 4-14 Übersicht Gesellschaftliche Akzeptanz

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Solarthermische Kraftwerke	bei Konsumenten: hohe Akzeptanz (1)	positive Eigenschaften überwiegen deutlich	eher hohe Akzeptanz (2)	positive Aspekte überwiegen; Studien zeigen positiven Einfluss auf Realisierung der Energiewende	eher hohe Akzeptanz (2)	Positive Auswirkungen überwiegen; negative Auswirkungen können abgemildert werden
	bei Investoren: mittlere Akzeptanz (3)	positive und negative Aspekte halten sich die Waage				

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Die in Wietschel et al. (2010) angegebene Entwicklung von Planungs- und Bauzeiten erscheinen aus heutiger Sicht zu optimistisch und wurden daher etwas konservativer angesetzt. Allerdings liegen hierzu keine systematischen Untersuchungen vor. Die ökonomische Nutzungsdauer kann jedoch aufgrund der Betriebserfahrungen der ersten Kraftwerke in Kalifornien (seit über 30 Jahren in Betrieb) optimistischer angesetzt werden. Die Auswertung neuerer Publikationen (IEA 2014; Acatech 2015; Greenpeace 2016) zeigt auch eine raschere Reduzierung der spezifischen Investitionskosten.

Tab. 4-15 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes solarthermische Kraftwerke

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	> 12	12	12	12	12
Bauzeit	Monate	24	18	12	12	12
Ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	> 30	35	35	40	40
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW	4.500	3.400	2.700	2.400	2.200

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Bei der Abhängigkeit von Infrastrukturen haben sich gegenüber dem Vorgängerbericht (Wietschel et al. 2010) keine neuen Erkenntnisse ergeben. Solarthermische

Kraftwerke können in bestehende Netzinfrastrukturen integriert werden und aufgrund der integrierten Wärmespeicher gesicherte Leistung und Netzsystemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Hierfür ist keine besondere Infrastruktur notwendig.

Für direkte Beiträge zur Stromversorgung in Deutschland und Europa mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung ist der Aufbau einer neuen Infrastruktur erforderlich.

Tab. 4-16 Abhängigkeit des Technologiefeldes solarthermische Kraftwerke von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die Bewertung der Systemkompatibilität erfolgt qualitativ anhand von drei Leitfragen.

Diese werden für drei Anwendungsfälle beantwortet:

- 1 | Solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum mit HGÜ nach Deutschland
- 2 | Solarthermische Kraftwerke für die regionale Stromversorgung im internationalen Markt
- 3 | Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung durch Hybridisierung von (Biomasse-) Heizkraftwerken

Solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum mit HGÜ nach Deutschland

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Rückwirkungen auf das Gesamtsystem sind nicht zu erwarten, da die Technologie zielgenau und marktgerecht in das vorhandene Stromnetz einspeisen wird.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsaufwand

Wesentliche Voraussetzung ist die Schaffung von Punkt-zu-Punkt HGÜ-Verbindungen („Strompipelines“) zwischen Erzeugerzentren im Mittelmeerraum und geeigneten Einspeisepunkten, beispielsweise an Standorten stillgelegter Kernkraftwerke.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung kann die Technologie signifikant zur kostengünstigen und (fast) CO₂-freien Deckung der Residuallast beitragen. Dies schafft Freiräume zum weiteren Ausbau fluktuierender Erzeugungskapazitäten und reduziert den Bedarf an konventioneller Reservekapazität einschließlich der dort auftretenden Stand-by-Verbräuche.

Solarthermische Kraftwerke für die regionale Stromversorgung im Internationalen Markt

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Solarthermische Kraftwerke mit Speicher und/oder Zusatzfeuerung können sehr flexibel und bedarfsorientiert betrieben werden, so dass keine Rückwirkungen auf das Gesamtsystem zu erwarten sind.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsaufwand

Zusätzliche Technologien sind nicht erforderlich. Gegebenenfalls sind in den Zielländern Versorgungsnetze aufzubauen oder zu verstärken, was aber angesichts des im Zuge der Entwicklung wachsenden Energiebedarfs ohnehin erforderlich wird.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung können Solarthermische Kraftwerke annähernd CO₂-frei zur Residuallastdeckung und Netzstabilisierung beitragen. Dadurch treten sie in Konkurrenz zu konventionellen Kraftwerken, die zu diesem Zweck in Reserve bzw. im Standby-Betrieb bereitgehalten werden müssten. Synergetisch wirkt die hohe Flexibilität der solarthermischen Kraftwerke, die sogar eine weitere Steigerung der Anteile kostengünstiger, fluktuierender Erzeugung im Netz ermöglicht.

Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung durch Hybridisierung von (Biomasse-) Heizkraftwerken

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Dezentrale Heizkraftwerke dienen in erster Linie der lokalen Deckung des Strom- und Wärmebedarfs. Aufgrund des Anlagenkonzepts können sie bedarfsgerecht und flexibel betrieben und so negative Rückwirkungen auf das Gesamtsystem vermieden werden.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsaufwand

Die Technologie wird entsprechend der jeweiligen lokalen Randbedingungen ausgelegt und betrieben. Verbreitung und effizienter Betrieb sollten durch Ausbildung lokalen Personals (capacity building) und Fernüberwachung mit entsprechender Diagnose- und Beratungsmöglichkeit unterstützt werden.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Dezentrale, hybride Heizkraftwerke können prinzipiell eine lokale, autarke Strom- und Wärmeversorgung sicherstellen. Dadurch wird die sichere Versorgung netzferner Standorte ohne aufwändigen Netzausbau ermöglicht. In netzgekoppelten Anwendungen kann die Technologie zur Stabilisierung insbesondere schwacher Randgebiete der Netze beitragen. Bei entsprechender Auswahl des Brennstoffs (Abfallbiomasse, Siedlungsabfälle) wird die Technologie außerdem Beiträge zur Lösung lokaler Entsorgungsprobleme leisten. Der Bedarf an fossilen Energieträgern zur Versorgung entlegener Standorte wird reduziert, einschließlich der aufwändigen Logistik.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Bewertung im Hinblick auf übergeordnete politische Zielsetzungen

5.1.1 Beitrag zur Erfüllung der energiepolitischen und klimapolitischen Vorgaben

Elektrizitätsversorgung international

Solarthermische Kraftwerke können bis 2050 etwa zu 10 % der weltweiten Stromproduktion beitragen (IEA 2014). Wesentlich ist ihre Fähigkeit zur flexiblen und bedarfsgerechten Stromerzeugung auf der Basis integrierter, kostengünstiger Wärmespeicher, ggf. unterstützt durch eine Zusatzfeuerung mit fossilen oder regenerativen Brennstoffen.

Energiewende in Deutschland

Einen vergleichbaren Beitrag zur heimischen Energiewende im Stromsektor können solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung ins deutsche Stromnetz erbringen (BMU 2012).

Sektorübergreifende Anwendungen

Dezentrale Anlagen in der Industrie könnten bis 2050 zusätzlich bis zu 3.500 GWth als Prozesswärme oder Prozessdampf bereitstellen (DCSP 2015).

Langfristig sind weitere Potenziale in sektorübergreifenden Anwendungen erschließbar, beispielsweise Wasserentsalzung und solare Kraftstofferzeugung.

5.1.2 Ausbau der führenden Position deutscher Unternehmen

Negativer Trend

Deutsche Unternehmen waren bis in jüngste Zeit an Kraftwerksneubauten mit Leistungen und Lieferungen im Umfang von bis zu 40 % der Projektsumme beteiligt. Aktuelle Verunsicherungen führten zum Rückzug mehrerer führender deutscher Unternehmen aus diesem Markt. Die verbliebenen, meist kleinen und mittelständischen Unternehmen geraten zunehmend unter Preisdruck der wachsenden Anzahl ausländischer Wettbewerber. In dieser Situation lassen sich Qualität und Innovation nur schwer am Markt durchsetzen, zumal finanzstarke, deutsche Generalunternehmer fehlen.

Qualität und Innovation unterstützen

Zur Stärkung der Position deutscher Unternehmen sind Maßnahmen zur Etablierung internationaler (Qualitäts-) Standards sowie Anschubfinanzierungen für den Transfer der innovativen nächsten Technologiesgenerationen in den Markt (Referenz- und Pilotanlagen) erforderlich.

5.1.3 Sicherung technologischer Optionen

Flexibler Netzbetrieb – Kein Lock-in

Die Flexibilität im Betrieb solarthermischer Kraftwerke ermöglicht die Anpassung der Operationsstrategien an sich wandelnde Randbedingungen in den Netzen und hält diese offen für zukünftige Entwicklungen und Optimierungen.

Basis für Zukunftstechnologien: Solare Verfahrenstechnik

Die Entwicklung und Demonstration innovativer solarthermischer Kraftwerkstechnologien schafft Synergien zu zukünftigen Technologieoptionen. So können beispielsweise Heliostatfeld-spezifische Technologien und Know-How direkt übertragen werden auf Anwendungen mit Receivern zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme oder Receiver-Reaktoren in Anlagen zur Produktion solarer Kraftstoffe.

5.1.4 Synergien mit anderen Bereichen

Internationale F&E-Kooperation

Deutsche F&E-Aktivitäten können und sollten Synergien mit entsprechenden internationalen Programmen nutzen. Die im Rahmen des Europäischen „Strategic Energy Technology (SET) Plan“ identifizierten Themen sind in die Darstellung in Kapitel 5.2 „Wichtige künftige Themen“ eingeflossen. Um deutschen Firmen den Zugang zu neuen Märkten (z. B. MENA, Chile, Südafrika, China, Indien) zu erleichtern und eine Basis für eine nachhaltige Zusammenarbeit zu ermöglichen (z. B. durch gemeinsames IP), sollte die Förderung bilateraler F&E-Aktivitäten ausgebaut werden.

Entwicklungszusammenarbeit

Solarthermische Kraftwerkstechnologien bieten aufgrund ihrer Zielregionen ein besonderes Potenzial zur Entwicklungszusammenarbeit. Neben der regionalen Energieversorgung tragen sie durch vergleichsweise hohe lokale Wertschöpfung bei Bau und Betrieb zur Verbesserung der Lebensbedingungen und letztlich zur Reduzierung von Migrationsursachen bei. Dieser Aspekt kann durch Entwicklung angepasster, dezentraler Technologieoptionen und -Dienstleistungen gestärkt werden.

5.2 Wichtige künftige Themen

5.2.1 Unterstützung des Markteintritts

Pilotanwendungen der nächsten Technologiegeneration

Folgende marktnahe Technologien erfordern als letzten Schritt vor der Kommerzialisierung Referenz- oder Pilotanlagen in relevantem Maßstab:

- Verbesserte Salzreceivertechnologie für Turmkraftwerke
- Parabolrinnentechnologie mit Silikonöl
- Parabolrinnen- und Linear Fresnel Technologie mit Salzschnmelze
- Kommerzieller Scale-up für volumetrische Luftreceivertechnologie
- Dezentrale KWK mit Parabolrinne und direkter Dampferzeugung

Qualitätssicherung und Standardisierung

Entwicklung von Verfahren und Werkzeugen zur optischen und thermischen Qualifizierung von Konzentratoren, Receivern und anderen technologiespezifischen Komponenten, Untersuchung und Bewertung des Einflusses von Wüstenklima, gesteigerten Betriebstemperaturen und neuen Wärmeträgermedien auf Performance und Lebensdauer, Definition von Anforderungen an Planungs- und Berechnungswerkzeuge und deren Validierung, Mitarbeit in internationalen Normungsgremien.

5.2.2 Steigerung der Systemwirkungsgrade

Steigerung der Prozesstemperatur

Neue Wärmeträgermedien (neue Salzmischungen, Partikel, Flüssigmetalle, Silikonöl); Untersuchung der thermophysikalischen Eigenschaften, Alterung, Korrosivität etc.; Entwicklung angepasster Komponenten und Betriebsweisen

Verbesserte Energieumwandlungsprozesse

Ausnutzung der erhöhten Prozesstemperatur durch superkritische Dampfprozesse, GUD-Prozess, offene oder geschlossene Gasturbinenkreisläufe, superkritischen CO₂-Prozess; Entwicklung und Optimierung von Prozessmodellen und Komponenten; Demonstration im Technikums- oder nahezu kommerziellen Maßstab

5.2.3 Reduzierung der Investitionskosten

Komponenten

Materialsparende Konstruktion, kostengünstige Materialien, verbesserte Leistungsfähigkeit von Konzentratoren und Receivern

Fertigung und Montage

Fertigungs- und montagefreundliche Konstruktion, Serienfertigung, integrierte Qualitätssicherung, Automatisierung, Reduzierung der Anforderungen an Infrastruktur und Peripherie (z. B. selbstkalibrierender, autonomer Heliostat)

5.2.4 Effizienzsteigerung des Anlagenbetriebs

Numerisch unterstützte Optimierung von Betrieb und Wartung

Einbeziehung von Wetter- und Marktvorhersage aktuellem Anlagenzustand in modellbasierte Echtzeit-Betriebsoptimierung, Automatisierung und Fernüberwachung

5.2.5 Sektorübergreifende Anwendungen

Hybridisierung und Kraft-Wärme-Kopplung

Dezentrale Anlagen moderater Größe bieten Chancen zur Verbreiterung der Technologiebasis durch vielfältige, kleinere Akteure; Senkung der Schwelle zum Markteintritt durch geringeres Investitionsvolumen; Erschließung neuer Marktnischen (Industrie, Hotelanlagen, Nahwärmenetze, ländliche Elektrifizierung)

Wasserproblematik

Entwicklung wassersparender Technologien für Betrieb und Wartung, Wasserrückgewinnung und Frischwassergewinnung durch Entsalzung.

Solare Verfahrenstechnik

Entwicklung von Grundlagen, Verfahren und Komponenten für zukünftige Anwendungen in Chemie und Verfahrenstechnik (beispielsweise Produktion von Kraftstoffen, Dünger oder Zement)

Literaturverzeichnis

- Aalborg CSP (2017): CSP for combined heat and power generation, Denmark.
<http://www.aalborgcsp.com/projects/csp-for-combined-heat-and-power-generation-denmark/>. Letzter Zugriff: 06.06.2017.
- Acatech (2015): Energiesysteme der Zukunft - Solarthermische Kraftwerke - Technologiesteckbrief in R. Pitz-Paal und P. Elsner (Hrsg.): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050, November 2015.
- ACWA Power (2015): Noor III Tower CSP Plant, Ouarzazate, Morocco - Specific Environmental and Social Impact Assessment. Study prepared by 5 Capitals Environmental and Management Consulting. Dubai, UAE.
- DCSP (2015): Positionspapier Dezentrale Erzeugung von Strom und Wärme mit CSP.
http://deutsche-csp.de/wp-content/uploads/150508-Deutsche-CSP_Positionspapier_CG-ER.pdf. Letzter Zugriff: 16.06.2017
- Denholm, P.; Mehos, M. (2011): Enabling Greater Penetration of Solar Power via the Use of CSP with Thermal Energy Storage. NREL Technical Report, NREL/TP-6A20-52978, November 2011.
- Dieckmann, S.; et al. (2016): LCOE Reduction Potential of Parabolic Trough and Solar Tower CSP Technology until 2025, SolarPACES Konferenz 2016 in Abu Dhabi, Veröffentlichung in Vorbereitung.
- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht an das BMU vom 29.03.2012. FKZ 03MAP146.
- Elsner, P.; Erlach, B.; Fishedick, M. (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015. (Volltext-Download unter: : www.acatech.de/esys).
- Greenpeace (2016): Solar Thermal Electricity. Global Outlook 2016 Greenpeace, Estela, SolarPACES. http://www.estelasolar.org/wp-content/uploads/2016/02/GP-ESTELA-SolarPACES_Solar-Thermal-Electricity-Global-Outlook-2016_Full-report.pdf. Letzter Zugriff 12.06.2017.
- IEA (C. Philibert, P. Frankl, C. Tam, Y. Abdelilah, H. Bahar, S. Müller, U. Remme, M. Waldron) (2014): Technology Roadmap Solar Thermal Electricity 2014 edition. IEA Publications,
- IRENA (2016): The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential To 2025.
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf. Letzter Zugriff: 12.05.2017
- Jorgenson, J.; Denholm, P.; Mehos, M. (2014): Estimating the Value of Utility-Scale Solar Technologies in California Under a 40 % Renewable Portfolio Standard. Technical Report NREL/TP-6A20-61685, Mai 2014.

- Kraemer, S. (2017): <https://cleantechnica.com/2017/03/13/solarreserve-bids-24-hour-solar-6-3-cents-chile/>. Letzter Zugriff: 29.07.2017.
- Lenz, V.; Müller-Langer, F.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Rönsch, C.; Janczik, S.; Kaltschmitt, M. (2017): Jahresübersicht Erneuerbare Energien. BWK 69 (5) 55-74.
- Maccari, A.; Bissi, D.; Casubolo, G.; Guerrini, F.; Lucatello, L.; Luna, G.; Rivaben, A.; Savoldi, E.; Tamano, S.; Zuanella, M. (2015): Archimede Solar Energy molten salt parabolic trough demo plant: a step towards the new frontiers of CSP. Energy Procedia 69 (2015) 1643-1651.
- NREL (2016): Database on CSP. <https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/index.cfm>. Letzter Zugriff: 27.07.2016.
- OECD; IEA (2017): OECD/IEA Datenbank. www.iea.org/statistics, Licence: www.iea.org/t&c; as modified by DLR http://wds.iea.org/wds/ReportFolders/ReportFolders.aspx?CS_referer=&CS_ChosenLang=en (Data Services>all reports> Energy Technology RD&D 2016 edition free access>Detailed Country RD&D Budgets).
- Quaschnig (2017): <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/ren-Leistung/index.php>. Letzter Zugriff: 13.06.2017.
- Soares, J.; Oliveira, A.; Dieckmann, S.; et al. (2017): Evaluation of the performance of hybrid CSP/Biomass Power Plants, 16th International Conference on Sustainable Energy Technologies, 17th - 20th of July 2017, Bologna, IT. (Im Review-Prozess)
- The National (2017): <http://www.thenational.ae/business/energy/20170605/dubai-set-for-worlds-cheapest-night-time-solar-power>. Letzter Zugriff: 29.07.2017.
- Trieb, F.; Hess, D. (2016): Solarstromexport als Baustein einer Energiepartnerschaft Europas und Nordafrikas. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (10) 2-6.
- Trieb, F.; Schillings, C.; Pregger, T.; O'Sullivan, M. (2012): Solar Electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. Energy Policy 42 (2012) 341-353.
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. <https://www.energietechnologien2050.de>
- Wuppertal Institut; Germanwatch (2015): Social CSP – Energy and development: exploring the local livelihood dimension of the Nooro I CSP project in Southern Morocco. Final report to the German Federal Ministry for Economic Cooperation and Development (BMZ). Wuppertal, Bonn: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy; Germanwatch.

6 Anhang

6.1 Kurzbeschreibung Solarturmtechnologien mit alternativen Wärmeträgermedien

6.1.1 Solarturmsysteme mit offenem Luftreceiver und Luft als Wärmeträgermedium

Der Einsatz des offenen volumetrischen Receivers erlaubt die Nutzung von Umgebungsluft als Wärmeträger. Herzstück des volumetrischen Receivers ist eine Absorberstruktur mit hoher offener Porosität, in deren Tiefe die konzentrierte Solarstrahlung absorbiert und an deren hoher inneren Oberfläche an die durchströmende Luft übertragen wird. Bisher als volumetrische Absorberstrukturen getestet wurden Drahtgestricke, Folien und Schäume aus Metall sowie Kanalstrukturen, Fasermatten und Schäume aus Keramik. Stand der Technik ist der sog. „HiTRec“-Receiver mit einem Parallelkanalmonolith aus Siliziumkarbid von etwa 50 % offener Porosität und rund $1.000 \text{ m}^2/\text{m}^3$ innerer Oberfläche.

Luft als Wärmeträger ist thermisch stabil und einphasig gasförmig über den gesamten technisch relevanten Temperaturbereich von $-50 \text{ }^\circ\text{C}$ bis weit über $1.000 \text{ }^\circ\text{C}$. Es ist zudem ungiftig, nicht korrosiv, kostenlos und überall verfügbar. Die hohe Wärmeträger-Temperatur erlaubt die Nutzung hocheffizienter Kraftwerksprozesse (z. B. Dampfprozesse mit $620 \text{ }^\circ\text{C}$). Zur Speicherung kann die Wärme an einen Feststoff-Schüttgut-Speicher, ähnlich den Winderhitzern in Stahlwerken, übertragen werden.

Ein Solarturmkraftwerk mit volumetrischem Receiver und Luft als Wärmeträger ist in Abb. 6-1 dargestellt. Durch das Heliostatfeld wird die Absorberstruktur an der Spitze eines Turms durch die konzentrierte Solarstrahlung erhitzt. Umgebungsluft wird durch die Absorberstruktur gesaugt und dadurch auf ca. $650 \text{ }^\circ\text{C}$ erhitzt. Die heiße Luft wird durch einen Abhitzedampferzeuger geleitet, ähnlich dem Dampfprozess einer GuD-Anlage. Momentan überschüssige Heißluft wird durch einen Speicher geleitet und gibt dort die Wärme an einen Feststoff ab. Ist die direkte Wärmeleistung aus dem Receiver für den Dampfprozess nicht ausreichend, wird der Speicher in umgekehrter Richtung durchströmt und die gespeicherte Wärme wieder an die Luft übertragen und im Kessel genutzt. Die abgekühlte Luft hinter dem Kessel enthält noch eine gewisse Restwärme und wird daher vor den Receiver geleitet und dort – teilweise – wieder eingesaugt. Ein Demonstrations- und Versuchskraftwerk nach diesem Schema mit 1.500 kWe Nennleistung wurde 2009 in Jülich in Betrieb genommen.

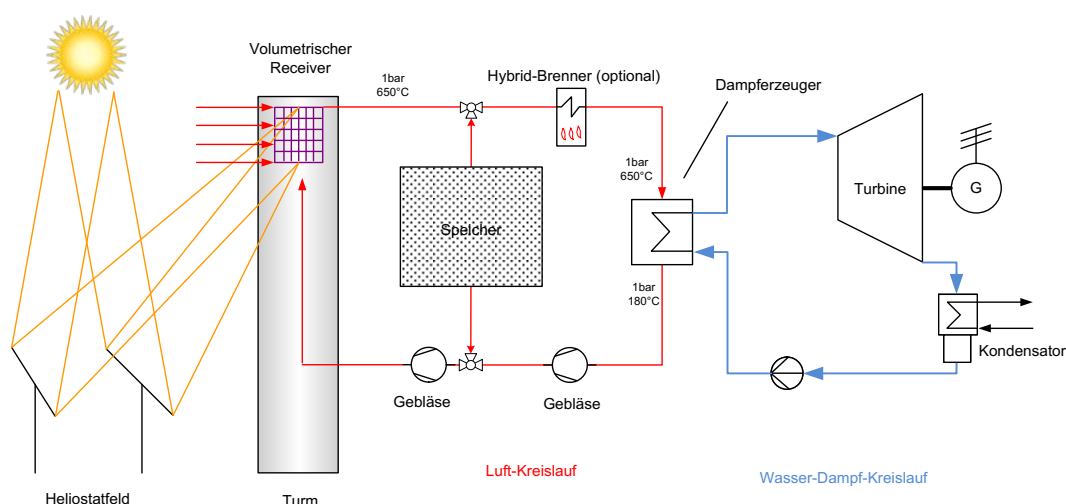


Abb. 6-1 Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit volumetrischem Receiver und Luft als Wärmeträgermedium

6.1.2 Solarturmsysteme mit keramischen Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium

Die Nutzung keramischer Partikel als Wärmeträger- und -speichermedium stellt eine weitere Option zur Kostenreduktion bei Solarturm-Systemen dar. Keramische Partikel sind kostengünstig verfügbar und eröffnen wesentliche neue Anwendungsspielräume. Bauxit-Partikel mit einer Größe von ca. 1 mm werden industriell in großem Maßstab für verschiedene Anwendungen eingesetzt und sind ein Beispiel für geeignete Partikelmaterialien. Die Vorteile von Partikelsystemen sind:

- Temperaturbereich bis mindestens 1.000 °C frei wählbar, keine Überhitzungsgefahr (Partikel sind chemisch stabil)
- keine Einfriergefahr
- Receiver mit Direktabsorptions-Konzept ermöglicht hohe Wirkungsgrade bei hohen Temperaturen
- hohe Wärmeträger-Temperatur erlaubt Nutzung hocheffizienter Hochtemperatur-Kraftwerksprozesse (z. B. Dampfturbinen mit 620 °C)
- kostengünstiges Wärmespeichermedium
- die freie Wahl des Wärmeträger-Temperaturbereichs ermöglicht eine Kostenoptimierung ohne wesentliche technologische Einschränkungen

Ein Solarturm-System auf der Basis von keramischen Partikeln ist in Abb. 6-2 schematisch dargestellt. Die keramischen Partikel werden bei Solarbetrieb aus dem Kaltspeicher (z. B. bei 400 °C) zum Receiver transportiert und dort erhitzt. Dabei absorbieren die dunklen Partikel die konzentrierte Solarstrahlung direkt ohne vorigen Wärmedurchgang durch eine Rohrwand. Der Einsatz hochtemperaturbeständiger Legierungen kann damit signifikant reduziert werden, wodurch die Kosten gesenkt werden können. Die erhitzten Partikel (z. B. bei 800 °C) werden dem Heißspeicher zugeführt. Zur Stromerzeugung werden die heißen Partikel aus diesem Speicher abgezogen und dem Dampferzeuger zugeführt, der die Turbine speist. Die abgekühlten Partikel werden zum Kaltspeicher transportiert.

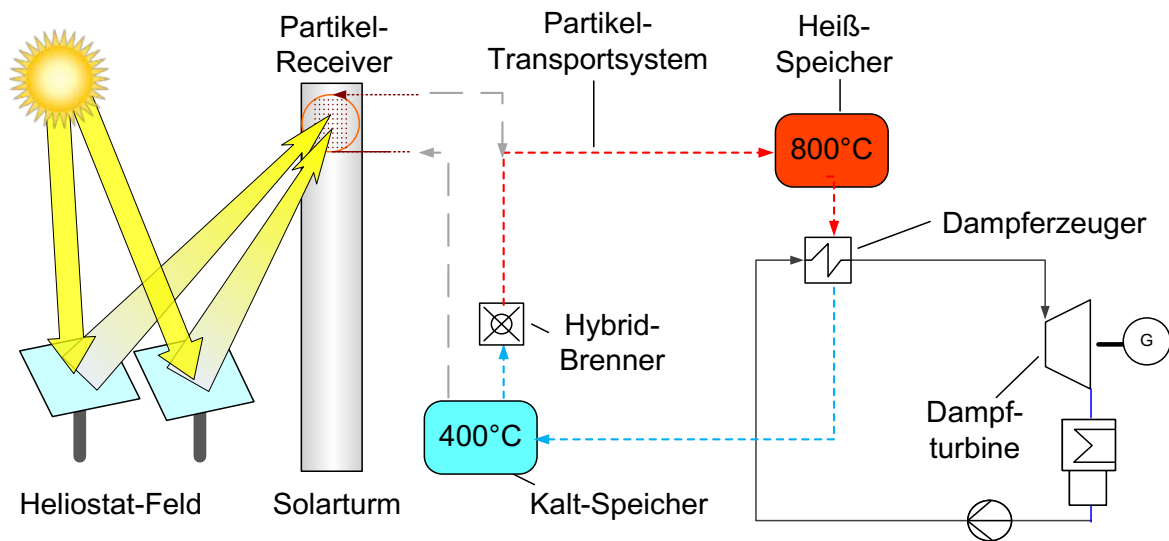


Abb. 6-2 Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium

Die erwartete Kostenreduktion setzt sich zusammen aus

- der Reduktion der Heliostatfeld-Größe, aufgrund des höheren Gesamtwirkungsgrades
- niedrigeren Receiverkosten
- niedrigeren Speicherkosten
- weiteren Einsparungen beim Gesamtsystem (z. B. Verzicht auf Trace Heating zur Vermeidung des Einfrierens).

Partikel-Systeme werden auch im Rahmen des US-DoE-SunShot-Programms als eine von drei erfolgversprechenden Technologie-Optionen zur Erreichung höherer Betriebsparameter und reduzierter Kosten angesehen³.

Solare Partikelsysteme werden darüber hinaus als vielversprechende Option für die Bereitstellung solarer Hochtemperatur-Prozesswärme angesehen. Neben den hohen Wirkungsgraden und niedrigen Kosten spielt hierbei die Möglichkeit zum Transport der heißen Partikel eine Rolle, die den Aufbau eines Solarsystems bis zu einer Entfernung von mehreren km vom Nutzungsort gestattet. Somit entsteht ein viel größerer Spielraum bei der Auswahl geeigneter Flächen für die Aufstellung des Solarsystems.

6.1.3 Solarturmsysteme mit Flüssigmetallen als Wärmeträgermedium

Die wesentlichen Vorteile zur Nutzung von Natrium als Wärmeübertragungsmedium in Solarreceivern sind die sehr guten Wärmeübertragungseigenschaften und der große Betriebstemperaturbereich (Schmelzpunkt 97,8 °C, Verdampfungstemperatur 882,8 °C). Dadurch ist es möglich den Receiver mit deutlich höheren Temperaturen

³

“Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap”,
<http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67464.pdf>

und Flussdichten im Vergleich zur derzeit eingesetzten Salzreceiver-Technologie (565 °C , $\sim 1\text{ MWth/m}^2$) zu betreiben.

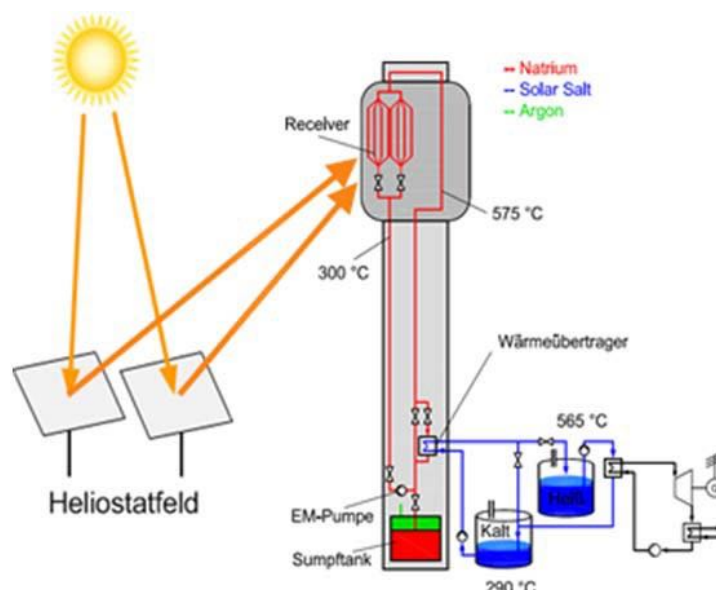


Abb. 6-3 Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit Flüssigmetall als Wärmeträger- und Speichermedium

Für das Receiverdesign bedeutet das:

- Die Absorberfläche kann ca. 50 % kleiner im Vergleich zum Salzreceiver sein
- Die Betriebstemperatur kann bis ca. 750 °C betragen
- Die zulässigen Flussdichten können bis ca. $2,5\text{ MWth/m}^2$ betragen, was zu geringeren thermischen Verlusten führt
- Höhere Wirkungsgrade (über den gesamten Betriebsbereich)
- Geringere Kosten aufgrund der kleineren Absorberfläche
- Benötigt weniger Verlustenergie für die elektrische Begleitheizung („trace heating“) aufgrund geringerer Gefahr des Einfrierens im Vergleich zu Salzreceiver
- Weniger Energieverluste im transienten Betrieb (z. B. bei Wolkendurchgang) im Vergleich zu Salzreceiver
- Durch einen geschlossenen Natriumkreislauf (Receiver zu Wärmeübertrager) können die Pumpverluste im Vergleich zum Salzreceiver entscheidend reduziert werden.

Diesen Vorteilen steht die hohe Reaktivität und somit Brandgefahr von Natrium gegenüber, wenn es mit Wasser oder Luft in Berührung kommt. Hierzu kann auf umfangreiche Erfahrung beim Umgang mit Natrium aus industriellen und kerntechnischen Anlagen zurückgegriffen werden, um die Risiken zu minimieren und einen sicheren Anlagenbetrieb zu gewährleisten.

In Solarkraftwerken wurden die guten Wärmeübertragungseigenschaften der Flüssigmetalle schon experimentell untersucht. Durch einen schweren Natriumbrand auf der PSA im Jahre 1986 wurden Flüssigmetalle jedoch seit dieser Zeit nicht mehr betrachtet. Erst in jüngster Zeit wird die Forschung in diesem Bereich wieder aufgenommen.

6.2 Aktueller Kraftwerkspark (Ende 2014)

Tab. 6-1 Bis Ende 2014 weltweit installierte solarthermische Kraftwerke

Country	power plant name	Capacity [MW]	annual production [GWh/a]	Technology	Company/Developer	Install date
Egypt	ISCC AI Kuraymat	20	34	PT	NREA (New Renewable Energy Authority) & Solar Millennium	2011
India	Godawari	50	118	PT	Godawari Green Energy Limited	2013
India	Reliance Areva CSP 1 (Dhursar)	125	280	LFR	Reliance Power AREVA	2014
India	Megha Solar Plant	50	110	PT	Megha Engineering & Infrastructure	2014
Italy	Archimede	5	92	PT	ENEL	2010
Morocco	Ain Beni Mathar Plant ISCC	20	55	PT	L'Office National de l'Électricité (ONE)	2011
Spain	Andasol 1	20	158	PT	Cobra & RREEF & AN-TIN	2008
Spain	Andasol 2	50	158	PT	Cobra & RREEF & AN-TIN	2009
Spain	La Risca - Alvarado 1	50	102	PT	Acciona / Mitsubishi Corp.	2009
Spain	Puerto Errado 1	1	2	LFR	Novatec	2009
Spain	Ibersol Puertollano	50	103	PT	IBERCAM (Iberdrola Solar de Puertollano)	2009
Spain	Central La Florida	50	175	PT	Renovables Samca	2010
Spain	Extresol 2	50	158	PT	Cobra	2010
Spain	Palma del Río II	50	116	PT	Acciona	2010
Spain	Majadas	50	100	PT	Acciona	2010
Spain	Arcosol 50 / Valle 1	50	175	PT	Torresol	2011
Spain	Central La Dehesa	50	175	PT	Renovables Samca	2011
Spain	Extresol 3	50	158	PT	Cobra	2011
Spain	Gemasolar	20	110	CR	Torresol	2011
Spain	Helioenergy 1 (Ecija Solar	50	95	PT	Abengoa Solar & EON	2011

Country	power plant name	Capacity [MW]	annual production [GWh/a]	Technology	Company/Developer	Install date
	Complex)					
Spain	Lebrija 1	50	120	PT	Simens/Valoriza	2011
Spain	Manchasol 2	50	158	PT	Cobra	2011
Spain	Termosol 50 / Valle 2	50	175	PT	Torresol	2011
Spain	Aste 1A	50	170	PT	Aries Termosolar & Elecnor & Eiser = Dioxipe Solar	2012
Spain	Aste 1B	50	170	PT	Aries Termosolar & Elecnor & Eiser = Dioxipe Solar	2012
Spain	Consol Orellana	50	118	PT	Acciona	2012
Spain	Helioenergy 2 Ecija Solar Complex)	50	95	PT	Abengoa Solar & EON	2012
Spain	Helios I (Castilla-La Mancha)	50	97	PT	Abengoa Solar	2012
Spain	Helios II (Castilla-La Mancha)	50	97	PT	Abengoa Solar	2012
Spain	La Africana	50	170	PT	Magtel, TSK, Ortiz	2012
Spain	Guzmán	50	104	PT	FCC & Mitsui	2012
Spain	Morón	50	100	PT	Iberecoica Solar	2012
Spain	Olivenza 1	50	100	PT	Iberecoica Solar	2012
Spain	Puerto Errado 2	30	49	LFR	Novatec & EBL & IWB & EWZ & EKZ & EWB	2012
Spain	Solaben 2 (Extremadura Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar & ITOCHU	2012
Spain	Solaben 3 (Extremadura Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar & ITOCHU	2012
Spain	Termosolar Borges	23	98	PT	Abantia / Comsa EMTE	2012
Spain	Arenales PS	50	166	PT	OHL / STEAG / RREEF	2013
Spain	Casablanca	50	160	PT	Cobra	2013
Spain	Enestar Villena	50	100	PT	FCC & Otros	2013
Spain	Solaben 1 (Ext-	50	100	PT	Abengoa Solar	2013

Country	power plant name	Capacity [MW]	annual production [GWh/a]	Technology	Company/Developer	Install date
	remadura Solar complex)					
Spain	Solaben 6 (Ext-remadura Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar	2013
Spain	Termosol 1	50	180	PT	Nextera & FPL	2013
Spain	Termosol 2	50	180	PT	Nextera & FPL	2013
Spain	PS20 (Solucar complex)	20	48	CR	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2009
Spain	Manchasol I	50	158	PT	Cobra	2011
Spain	Solnova 4 (Solucar complex)	50	114	PT	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2010
Spain	Extresol 1	50	158	PT	Cobra	2010
Spain	Solarcor 1 (El Carpio Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar & JGC Corp	2012
Spain	Palma del Río I	50	116	PT	Acciona	2011
Spain	PS10 (Solucar complex)	11	23	CR	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2007
Spain	Astexol II	50	170	PT	Aries Termosolar & Elecnor & Eiser = Dioxipe Solar	2012
Spain	Solarcor 2 (El Carpio Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar & JGC Corp	2012
Spain	Solnova 1 (Solucar complex)	50	114	PT	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2010
Spain	Solnova 3 (Solucar complex)	50	114	PT	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2010
Spain	Andasol 3	50	175	PT	Ferrostaal & Solar Millennium & RWE & Rhein Energy & SWM	2011
UAE	Shams 1	100	210	PT	Masdar & Abengoa&Total	2013
USA	Saguaro Solar Power Station	1	2	PT	Arizona Public Service	2006
USA	Nevada Solar One	64	134	PT	Acciona	2007
USA	Holaniku at Keyhole Point	2	4	PT	Keahole Solar Power, LLC	2009

Country	power plant name	Capacity [MW]	annual production [GWh/a]	Technology	Company/Developer	Install date
USA	Martin Next Generation Solar Energy Center (MNGSEC)	75	155	PT	Florida Power & Light Company (FPL)	2010
USA	Ivanpah Solar Power Facility (3 plants - IS-EGS)	392	1.079	CR	BrightSource Energy	2013
USA	Solana Generating Station	280	944	PT	Abengoa Solar	2013
USA	Abengoa Mojave Solar Park	280	600	PT	Abengoa Solar	2014
USA	Genesis Solar Energy Project	250	300	PT	NextEra Energy	2014
USA	Systems (SEGS - 9 plants)	354	662	PT	Company (FPL)	1984-1990
Total operational End 2014		4.343	10.960			

Quelle: Greenpeace 2016 Appex 1 mit eigenen Korrekturen

6.3 Stromimport in verschiedenen Szenarien

Tab. 6-2 Ausgewertete Quellen zum Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken

Quelle	Energietechnologien 2050 ¹	Leitstudie 2011 ²	Solar Electricity imports ³
	TWh/a	TWh/a	TWh/a
2020			
2030	23	7	48
2040		31,4	66
2050	75	41,9	84

Quelle: ¹ Wietschel et al. (2010); ² Nitsch (2012); ³ Trieb (2012)

6.4 CO₂-Vermeidungspotenzial

Die Abschätzung des CO₂-Emissionsfaktors des am Übergabepunkt in Deutschland eingespeisten Stroms aus CSP-Kraftwerken erfolgt anhand zweier Szenarien auf der Basis der in ACATECH (2015) dokumentierten Daten. Diese bilden die obere und untere Grenze der dort untersuchten Fälle.

Tab. 6-3 Bestimmung der CO₂-Emissionsfaktoren

	Einheit	Turm Marokko	Rinne Spanien
Grunddaten			
DNI	kWh/m ² a	2.935	2.111
Zusatzfeuerung für Grundlastbetrieb	%	9,9	30
CO ₂ -Emissionsfaktor Erdgasfeuerung	t/MWh _t	0,247	0,247
CO ₂ -Emissionsfaktor für Bau	t/MWh _e	0,015	0,020
HGÜ Übertragungswirkungsgrad	%	87,1	89,6
Systemwirkungsgrad thermisch → elektrisch	Eigene Interpolation auf der Basis von ACATECH (2015)		
2030	%	47	42
2040	%	49	44
2050	%	50	45
Berechnete Zwischenwerte			
CO ₂ -Emissionsfaktor CSP-Betrieb			
2030	t/MWh _e	0,052	0,176
2040	t/MWh _e	0,050	0,168
2050	t/MWh _e	0,049	0,165
CO ₂ -Emissionsfaktor inkl. Bau und Übertragung			
2030	t/MWh _e	0,077	0,219
2040	t/MWh _e	0,075	0,210
2050	t/MWh _e	0,073	0,206
Einsparung gegenüber Referenztechnologie ^{*)}			
2030	t/MWh _e	0,796	0,654
2040	t/MWh _e	0,763	0,628
2050	t/MWh _e	0,747	0,614
^{*)} CO ₂ -Emissionsfaktoren der Referenztechnologie [t/MWh _e]: 2030: 0,873; 2040: 0,838; 2050: 0,820			

Technologiebericht

1.6 Windenergie

mit Exkurs Meeresenergie

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Berthold Hahn

Doron Callies

Stefan Faulstich

Julia Freier

David Siebenlist

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Hahn, B.; Callies, D.; Faulstich, S.; Freier, J.; Siebenlist, D. (2017): Technologiebericht 1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Berthold Hahn

Tel.: +49 561 / 7294 – 229

Fax: +49 561 / 7294 – 260

E-Mail: berthold.hahn@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Königstor 59
34125 Kassel

Review durch:

Carsten Hoyer-Klick (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	311
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	312
Tabellenverzeichnis	313
Abbildungsverzeichnis	315
Zusammenfassung (Steckbrief)	316
1 Beschreibung des Technologiefeldes	318
1.1 Einleitung	318
1.2 Rolle der Windenergie im zukünftigen Stromversorgungssystem	319
1.3 Kostenentwicklung	320
1.4 Nicht betrachtete Technologien	321
1.5 Zentrale Annahmen	321
2 Stand F&E in Deutschland	322
2.1 Rückblick auf bisherige Forschungsergebnisse	322
2.1.1 Windbedingungen	322
2.1.2 Windenergieanlage	322
2.1.3 Netzintegration	323
2.1.4 Offshore-Windenergienutzung	324
2.1.5 Forschungs- und Demonstrationsinfrastruktur	324
2.1.6 Umweltauswirkung und Akzeptanz	325
2.2 Neue Forschungsschwerpunkte	325
3 Relevanz öffentlicher Förderung	327
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	327
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	328
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	331
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	331
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	334
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	336
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	336
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	338
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	341
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	348
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	350
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	351
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	352
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	354
5.1 Bewertung aus Sicht der öffentlichen Förderung	354
5.2 Wichtige zukünftige F&E Themen in der Windenergie	355
6 Meeresenergie	358
6.1 Beschreibung des Technologiefeldes	358
6.2 Potenziale	359
6.3 Marktentwicklung	359
6.4 F&E Empfehlungen	359
Literaturverzeichnis	360

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAGR	Compound annual growth rate
CMS	Condition Monitoring System
CS	Drehzahlstarre WEA
DD	Direktantrieb
DD-PMSG	Direktantrieb mit Permanentmagnet-Generator
DFIG	Getriebeanlage mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EESG	Getriebeanlage mit fremderregtem Synchrongenerator
F&E	Forschung und Entwicklung
GSP	Globales Service Protokoll
IEA	International Energy Agency
IG	Getriebeanlage mit Asynchrongenerator
LES	Large eddy Simulation
O&M	Operation and Maintenance
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
PMSG	Getriebeanlage mit permanenterregtem Generator
RANS	Reynolds-averaged Navier–Stokes
RDS-PP®	Reference designation system for power plants
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SHM	Structural Health Monitoring
TCP	Technology Collaboration Programmes der IEA
THG	Treibhausgas
TR	Technische Richtlinie
WEA	Windenergieanlage
WRF	Weather Research and Forecasting
ZEUS	Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
a	Jahre
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
h	Stunden
km	Kilometer
kW	Kilowatt
m	Meter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
PJ	Petajoule
t	Tonnen
TWh	Terrawattstunden

Tabellenverzeichnis


Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten für Windenergieanlagen-----	321
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur kommerziellen Nutzung einer 20 MW-WEA -----	327
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium der Windenergie bezogen auf die zukünftig um den Faktor 10 ausgebaute Nutzung mit 20 MW WEA-----	329
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang der Onshore-Windenergie -----	330
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang der Offshore-Windenergie -----	330
Tab. 3-5	Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Windenergie -----	330
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Windenergie (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	332
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie -----	332
Tab. 4-3	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Wind- energie (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	333
Tab. 4-4	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie-----	333
Tab. 4-5	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie-----	334
Tab. 4-6	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	335
Tab. 4-7	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	336
Tab. 4-8	Spezifische Stromgestehungskosten für den gesamten Anlagenmix -----	337
Tab. 4-9	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) -----	338
Tab. 4-10	Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Windenergie-----	340
Tab. 4-11	Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für das Technologiefeld Windenergie-----	341
Tab. 4-12	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Windenergie-----	341
Tab. 4-13	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie – Input-Orientierung -----	344
Tab. 4-14	Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Windpotenzial und Standortbewertung“ -----	345
Tab. 4-15	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich „Windpotenzial und Standortbewertung“ – Output-Orientierung-----	345
Tab. 4-16	Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Anlagentechnik und -auslegung“ -----	346
Tab. 4-17	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich „Anlagentechnik und -auslegung“ – Output-Orientierung -----	346
Tab. 4-18	Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Errichtung, Betrieb und Instandhaltung“ -----	346
Tab. 4-19	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich Errichtung, Betrieb und Instandhaltung – Output-Orientierung-----	347
Tab. 4-20	Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Umweltauswirkungen und Akzeptanz“-----	347

Tab. 4-21	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich Umweltauswirkungen und Akzeptanz – Output-Orientierung -----	347
Tab. 4-22	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Windenergie zum Status Quo (2015) -----	350
Tab. 4-23	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Windenergie-----	351
Tab. 4-24	Abhängigkeit der Windenergie von Infrastrukturen -----	352

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Entwicklung der Windstromerträge in Deutschland -----	319
Abb. 1-2	Entwicklung der Stromgestehungskosten in den zurückliegenden 30 Jahren sowie Erwartungen bzgl. der kommenden 25 Jahre. -----	320
Abb. 4-1	Entwicklung des F&E-Budgets der Erneuerbaren Energien und der Windenergie -----	342
Abb. 4-2	Verteilung des gesamten Fördervolumens auf Kategorien -----	343

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.6 Windenergie						
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
<p>Windenergienutzung integraler Bestandteil des Stromversorgungssystems, muss aber noch erheblich ausgebaut werden. Technologien der Windenergienutzung (Onshore/Offshore, Anlagengröße) mit unterschiedlichen Reifegraden. Einschätzung der Relevanz der öffentlichen Förderung durch separate Bewertung von vier Forschungsbereichen (Forschungsschwerpunkte der letzten Jahre):</p> <ul style="list-style-type: none">– Windpotenzial und Standortfindung– Anlagentechnik, Design und Produktion– Errichtung, Betrieb und Instandhaltung– Umweltauswirkungen und Akzeptanz <p>Schwerpunkt der Forschungsförderung auf Anlagentechnik, Design und Produktion und den zentralen Komponenten (z. B. Rotorblattstabilität, -aerodynamik, neue Generatorkonzepte) insbesondere unter Einbeziehung der Offshore-Herausforderungen (z. B. Gründungsstrukturen, Offshore-Lasten). Themen Errichtung, Betrieb und Instandhaltung (z. B. statistische Zuverlässigkeitsanalysen) spielten ebenfalls eine wichtige Rolle. Windpotenzial und Standortfindung (z. B. mit neuartigen LiDAR und verbesserten Windfeldmodellen) sowie Umweltauswirkungen und Akzeptanz (z. B. Schall) spielten bei der Forschungsförderung eine geringere Rolle, sind aber weiterhin wichtige supplementäre Bestandteile bei einer ganzheitlichen Windenergieforschung.</p>						
Technologische Reife: In den Themenbereichen schon erhebliche Erfolge erzielt. Forschung und Entwicklung sind so vielfältig, und Entwicklungen werden in einer solchen Detailtiefe vorangetrieben, dass eine Bewertung aller kleinteiligen Entwicklungsbedarfe und –schritte kaum vorzunehmen ist.						
Kritische Anlagenkomponenten: Offshore-Gründungen, Wechselrichter, Generatoren, Getriebe und Lager, Blätter						
Entwicklungsziele						
<ul style="list-style-type: none">– Windpotenzial und Standortfindung: Identifikation und optimale Ausnutzung geeigneter Standorte– Anlagentechnik, Design und Produktion: Bereitstellung von technisch optimierten Anlagen– Errichtung, Betrieb und Instandhaltung: kostenoptimale Gestaltung von Prozessen– Umweltauswirkungen und Akzeptanz: Reduktion von Einflüssen auf das Umfeld						
Technologie-Entwicklung (Onshore/Offshore)						
	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Volllaststunden	h	1.600/3.400	1.900/3.600	2.200/3.800	2.400/3.900	2.600/4.000
Lebensdauer	a	20/20	20/25	20/25	25/25	25/30
Investition	€/kW	1.350/3.500	1.250/3.300	1.150/3.100	1.075/2.800	1.000/2.500
Stromgestehungskosten	€/MWh	59,4/126,1	52,5/114,5	43,8/90,2	40,0/83,5	36,5/77,1
F&E-Bedarf						
<ul style="list-style-type: none">– Größte Triebfeder für weitere Forschung und Entwicklung ist der Kostendruck– Trend zu immer größeren, leistungsstärkeren Anlagen bei gleichzeitiger Anpassung der verwendeten Anlagentypen an standortspezifische Bedingungen erfordert neue Techniken zur Potenzialbestimmung und Standortfindung.– Technische Voraussetzungen für Entwicklung und Betrieb sehr großer Windenergieanlagen beziehen sich auf alle zentralen Komponenten.– Optimierungspotenziale bei Logistik sowie Prozessgestaltung in der Instandhaltung und Transport– Reduktion der Umweltauswirkungen und Erforschung innovativer Lösungen zur Steigerung der lokalen Akzeptanz						

B) Multikriterielle Bewertung

Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

- Gegenüber Referenztechnologie sehr geringe spezifische THG-Emission (Onshore-WEA CO₂-Äquivalent von ~8 g pro kWh, Offshore-WEA ~5 g/kWh), welche kaum weiter gesenkt werden können
- Gegenüber der Referenz können jährlich mehr als 50 Mio. t CO₂ eingespart werden. Im Jahr 2050 kann die Einsparung auf jährlich über 300 Mio. t ansteigen.

Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

- Primärmaterialaufwand pro kWh deutlich unter der Referenz
- Im Jahr 2050 können in Deutschland mehr als 1.000 PJ Primärenergie eingespart werden.

Kosteneffizienz

- Stromgestehungskosten über Referenzwert, Kosteneinsparungspotenziale durch Kostendegression
- Insbesondere Offshore mit hohem Kostensenkungspotenzial

Inländische Wertschöpfung

- Weltweite Know-how-Führerschaft der deutsche Windindustrie
- Aktueller Marktanteil deutscher Hersteller von ca. 70 % in Deutschland (2012-2016) und international ca. 20 % (2015) und 140.000 Beschäftigte in der deutschen Windindustrie
- Die direkte Wertschöpfung betrug im Jahr 2012 ca. 4,5 Mrd. €

Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

- Sehr stark ausgeprägte Forschungslandschaft in Deutschland
- Die jährliche Anzahl an Publikationen ist stetig angestiegen, Deutschland liegt im internationalen Vergleich in den o. g. Forschungsaspekten in der Spitzengruppe.
- Im internationalen Vergleich liegt Deutschland in Bezug auf die Höhe des Forschungsbudgets in 2015 hinter den USA und Japan an dritter Stelle.

Gesellschaftliche Akzeptanz

- Die Akzeptanz für die Technologien Onshore- und Offshore-Windenergie ist je nach Ebene (Markt, Gesellschaft, Lokal) unterschiedlich hoch.
- Insgesamt wird die Windenergie von einer großen Mehrheit der Gesellschaft als positiv angesehen.
- Die lokale Akzeptanz der Windenergie an Land beinhaltet das größte Konfliktpotenzial.

Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

- Durch den Einsatz der Windenergie werden Strukturen nur über relativ kurze Zeiträume gebunden.
- Offshore Windparks weisen längere Zeiträume von Beginn der Planungszeit bis zur Inbetriebnahme auf, haben aber trotzdem eine geringe Pfadabhängigkeit.

Abhängigkeit von Infrastrukturen

- Zunehmende Ausbau an Land macht einen Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur notwendig.
- Für Erreichbarkeit von Standorten sind Infrastrukturen notwendig (z. B. Zuwegung, Transportschiffe).

Systemkompatibilität

- Die wichtigsten technischen bzw. systemischen Herausforderungen bestehen in der notwendigen Umstrukturierung der elektrischen Netze (Transformation der Verteilnetze von reinen Versorgungsnetzen hin zu bidirektionalen Leistungsflüssen, Netzausbau zum Transport von Windenergie zu geographisch weit entfernten Verbrauchszentren).
- Schwankende Einspeiseleistung der Windenergie und die begrenzte Genauigkeit der Leistungsvorhersage verursachen einen zusätzlichen Bedarf an Regelleistung.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Die Windenergienutzung ist heute integraler Bestandteil des Stromversorgungssystems. Obwohl es sich um eine Technik handelt, die schon seit sehr langem bekannt ist, wurde erst in den achtziger Jahren mit der Integration von Windenergie in das deutsche Stromnetz begonnen. Für ein zukünftiges Energieversorgungssystem, das sich im Wesentlichen nur noch auf erneuerbare Energien stützt und einen substantiellen Beitrag zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes leistet, muss die Windenergienutzung noch erheblich ausgebaut werden (ISE 2013: 46). Aus heutiger Sicht bestehen dabei wesentliche Herausforderungen zunächst darin, geeignete Standorte zu identifizieren und optimal auszunutzen sowie gezielt für die lokalen/regionalen Bedingungen ausgelegte und technisch weitgehend optimierte Anlagen bereitzustellen. Zusätzlich sind die Prozesse von Betriebsführung und Instandhaltung kostenoptimal zu gestalten und alle Einflüsse der Windenergienutzung auf ihr Umfeld so weit wie möglich zu reduzieren bzw. Akzeptanz für die unvermeidlichen Auswirkungen zu schaffen.

In diesen genannten Themenbereichen wurden schon erhebliche Erfolge erzielt. Forschung und Entwicklung sind dabei so vielfältig und Entwicklungen werden in einer solchen Detailtiefe vorangetrieben, dass eine solide Bewertung aller kleinteiligen Entwicklungsbedarfe und –schritte kaum vorzunehmen ist. Die Bewertung des Technologiefelds Windenergie konzentriert sich daher auf höherer Ebene auf die Technologie der Anlage sowie auf wichtige Lebenszyklusabschnitte.

Die Bewertung des Technologiefelds Windenergie wird – wo sinnvoll – nach den oben genannten Themen strukturiert, wobei die Themen mit den folgenden Beispielen zu illustrieren sind:

- Windpotenzial und Standortfindung
 - Eignungsflächen für die Windenergienutzung
 - Messtechnik zur Fernerkundung der Windpotenziale (u. a. LiDAR und SO-DAR)
 - Messtechnik für die Bestimmung der Charakteristika von Wind und Wetter in großen Höhen und offshore
- Anlagentechnik, Design und Produktionstechniken
 - Windturbinensystem inkl. Rotor, Antriebstrang, Windrichtungsnachführung, Regelung und Generatorsystem
 - Übertragung inkl. Umrichter, Kompensation, Transformation
 - Gründung, Turm und Tragstrukturen
- Errichtung, Betrieb und Instandhaltung
 - Zuverlässigkeit, präventive Instandhaltung, Restnutzungsdauer
 - Logistik, insbesondere offshore
 - Einsatzplanung, Zusammenspiel mit anderen Erzeugern

■ Umweltauswirkungen und Akzeptanz

- Umweltauswirkung auf Mensch und Fauna und Reduzierung
- Information und Aufklärung

Die Anlagentechnik der Windenergienutzung hat in den letzten 30 Jahren bahnbrechende Entwicklungserfolge erzielt. Die heutigen Anlagen sehen den damaligen noch ähnlich, nutzen aber teils völlig andere technische Lösungen. Über eine Windenergienutzung auf See wurde damals gar nicht ernsthaft nachgedacht. Der vorliegende Bericht soll nun die Entwicklung der kommenden 30 Jahre einschätzen und die auf diesem Weg liegenden und heute schon absehbaren Forschungsthemen der nächsten fünf bis zehn Jahre benennen.

Die Bewertung der verschiedenen Kriterien erfolgt deshalb vor der Vision einer durchschnittlichen Nennleistung der einzelnen WEA in 2050 von 20 MW und den damit verbundenen verschiedenen Aspekten. Dabei wird die Windenergienutzung an Land und auf See nicht durchgängig separat betrachtet, sondern es wird nur bei einzelnen relevanten Punkten zwischen den beiden Varianten unterschieden.

1.2 Rolle der Windenergie im zukünftigen Stromversorgungssystem

Die Windenergie ist neben der Wasserkraft die preisgünstigste erneuerbare Energieform und sie spielt in Deutschland unter den erneuerbaren Energieformen heute schon die mit Abstand größte Rolle in der Stromerzeugung. In 2016 wurden mit rund 80 TWh etwa 12 % der elektrischen Energie aus Windenergie erzeugt. Etwa 7 % kamen aus Biomasse und 6 % aus Solarstrahlung (IWES 2017a).

In Abb. 1-1 ist die zeitliche Entwicklung der Stromproduktion aus Wind an Land und offshore in Deutschland zu sehen.

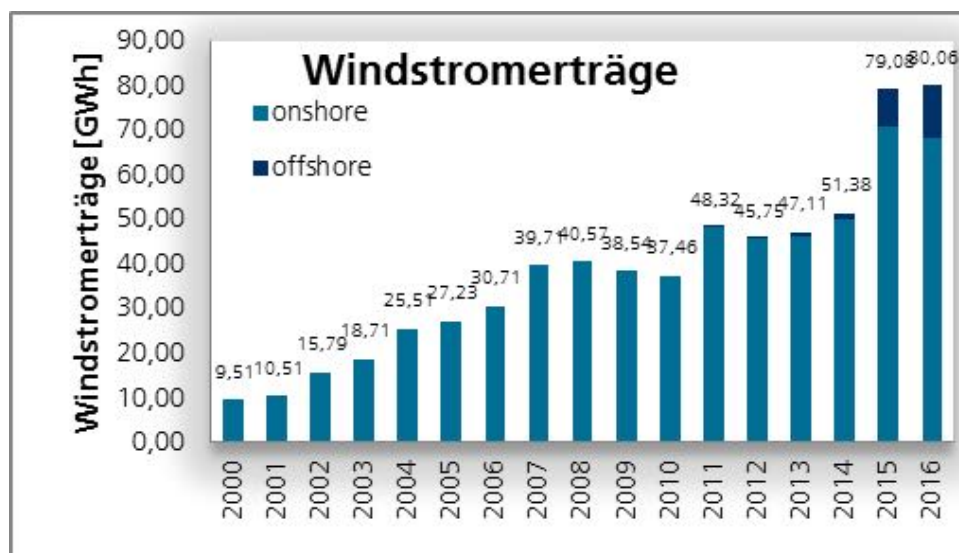


Abb. 1-1 Entwicklung der Windstromerträge in Deutschland

Quelle: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Offshore 2017; Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Onshore 2017

Die installierte Leistung wuchs bis Ende 2016 auf etwa 50 GW, der Anteil des Windstroms von Anlagen auf See an der gesamten Windstromproduktion betrug etwa 15 %.

Der internationale Markt für Windenergie wächst ebenfalls sehr dynamisch. Die Installationen summierten sich Ende 2016 auf rund 487 GW, davon 14 GW offshore (IWES 2017a). Bei angenommenen, durchschnittlichen 2.000 Volllaststunden ergäbe sich eine aus Wind generierte elektrische Energiemenge in Höhe von etwa 1.000 TWh.

Neuere Szenarien gehen bis 2050 von ca. 300 TWh Windstromerzeugung in Deutschland (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) und 8.800 TWh (World Energy Council 2016) bzw. 15.000 TWh (Greenpeace International et al. 2015) weltweit aus. Für Deutschland bedeutet dies eine Steigerung der aktuellen Energiemenge auf das rund Dreieinhalbfache innerhalb der kommenden 35 Jahre und weltweit eine Steigerung auf das rund 15fache.

1.3 Kostenentwicklung

Die genannten technischen Entwicklungen führten tatsächlich zu erheblich reduzierten Kosten. Für Deutschland kann dies von den trotz regelmäßig sinkender Einspeisevergütungen anhaltend hohen Zubauraten abgelesen werden. Aber natürlich profitieren alle Märkte von den zunehmend kosteneffizienteren Anlagen. Eine Untersuchung des Task 26 im Wind TCP der Internationalen Energieagentur zeigt die eindrucksvolle bisherige Vergangenheit sowie die für die Zukunft erwartete Kostenentwicklung (Abb. 1-2).

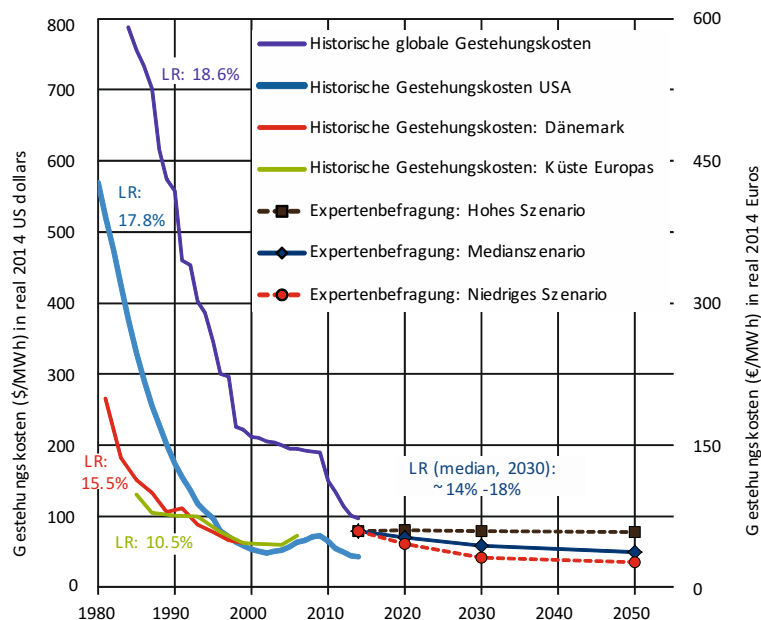


Abb. 1-2 Entwicklung der Stromgestehungskosten in den zurückliegenden 30 Jahren sowie Erwartungen bzgl. der kommenden 25 Jahre.

Quelle: IEA (2012)

1.4 Nicht betrachtete Technologien

Folgende Technologien werden in diesem Bericht nicht betrachtet:

- Kleine Windenergieanlagen
- Flug-Windanlagen mit Drachen

Kleine Windenergieanlagen mit Rotordurchmessern unter 20 m oder weniger als 50 kW Nennleistung sind nicht Bestandteil der folgenden Betrachtungen. Diese Anlagen sind ausgesprochen sinnvoll für Elektrifizierungsaufgaben in netzfernen Gebieten oder als Nebenanlagen zu landwirtschaftlichen Betrieben in windreichen Regionen. Allerdings ist das Marktpotenzial so gering, dass eine Betrachtung im Rahmen dieser Studie zu marginalen Ergebnissen führen würde.

Zu Flug-Windanlagen (Höhenwindkraftwerken) liegen bislang wenige belastbare Studien und Unterlagen vor. Genehmigungsrechtliche und technische Herausforderungen sind von in sich konsistenten und vollständigen Lösungen noch so weit entfernt, dass von einer Bewertung dieser Technologie in der vorliegenden Studie abgesehen wird.

1.5 Zentrale Annahmen

Für die im folgenden Bericht zu treffenden Aussagen und Bewertungen müssen einige Annahmen zugrunde gelegt werden. Die nur für die jeweiligen Kapitel relevanten Annahmen sind dort genannt. Die für mehrere Kapitel relevanten Annahmen sind Tab. 1-1 zu entnehmen.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten für Windenergieanlagen

onshore/offshore	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Anteil an Windstromerzeugung in Deutschland	%	85/15	79/21	70/30	67/33	64/36
Volllaststunden	h	1.600/3.400	1.900/3.600	2.200/3.800	2.400/3.900	2.600/4.000
Lebensdauer	a	20/20	20/25	20/25	25/25	25/30
Investition	€/kW	1.350/3.500	1.250/3.300	1.150/3.100	1.075/2.800	1.000/2.500
Stromgestehungskosten	€/MWh	59,4/126,1	52,5/114,5	43,8/90,2	40,0/83,5	36,5/77,1

Quelle: Eigene Schätzung

2 Stand F&E in Deutschland

Im Vorgängerbericht Energietechnologien 2020 (Wietschel et al. 2010) wurden die besonders förderwürdigen Themen in die Themenfelder

- Windbedingungen
- Windenergieanlage
- Netzintegration
- Offshore-Windenergienutzung
- Forschungs- und Demonstrationsinfrastruktur

untergliedert. Im Folgenden wird ein Blick auf die in diesen Themenfeldern erzielten Erfolge und zusätzlich auf das Themenfeld Umweltauswirkungen und Akzeptanz geworfen.

2.1 Rückblick auf bisherige Forschungsergebnisse

Die Beschreibung der im Folgenden dargestellten Erfolge basiert auf der Datenbank des Forschungsjahrbuchs 2015 sowie der EnArgus Datenbank des Projektträgers Jülich (BMW 2016b; Projektträger Jülich 2017). Es soll an dieser Stelle allerdings nur ein Überblick über die F&E-Ergebnisse gegeben werden.

2.1.1 Windbedingungen

Der in vielen Szenarien erwartete große Beitrag der Windenergie zur Energieversorgung setzt eine optimale Nutzung geeigneter Standorte voraus. Für die Windenergienutzung an Land und auf See sind die Fragestellungen dabei durchaus verschieden. An Land spielen vor allem der Geländeeinfluss (komplexes Gelände) und die großen Höhen eine Rolle. Offshore spielen die Auswirkungen von thermischen Effekten (Temperaturunterschied zwischen Wasser und Luft) sowie die Auswirkung der Nachlaufströmung von WEA auf die Windbedingungen innerhalb und zwischen Windparks eine zentrale Rolle.

Vor allem die Entwicklung der laserbasierten Fernerkundungstechnik LiDAR hat in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. Heute ist die Bestimmung des Windangebotes mit LiDAR-Geräten zumindest in flachem, nicht-komplexen Gelände in Richtlinien beschrieben und damit Stand der Technik. Herausforderungen sind allerdings noch die LiDAR-Messungen im komplexen Gelände und die Bestimmung von Design-Windbedingungen, u. a. der Turbulenz, mittels Fernmesstechnik.

2.1.2 Windenergieanlage

Die Hersteller haben ihre Anlagentechnik vom Rotorblatt über den Turm bis zur Netzanbindung in den vergangenen Jahren mit erheblichen Fortschritten weiterentwickelt. Allein die Größenentwicklung, die jeden Transport der Strukturkomponenten Rotorblatt, Maschinenhaus und Turm von der Werkhalle zur Baustelle zu einem Sondertransport gemacht hat, erforderte erhebliche Fortschritte bzgl. der technischen Konzepte und ihrer Umsetzung.

Bei den Rotorblättern wurde vor allem an der Verbesserung der Aerodynamik für die Effizienzsteigerung und Lärmreduktion, an neuen Materialien zur Steigerung der Betriebsfestigkeit und Reduktion der Masse und an verbesserten Fertigungstechniken

und Prüfverfahren zur Steigerung und Sicherung der Qualität geforscht. Ergebnis sind heute Rotorblätter mit knapp 90 m Länge.

Zur Einsparung von Massen wird seit vielen Jahren an Leichtbaukonstruktionen gearbeitet, was u. a. zu neuen elektrischen Konzepten, u. a. zum direct-drive Konzept, geführt hat. Eine eindeutige Entwicklungslinie hat sich hier aber noch nicht durchgesetzt, ebenso wie nach wie vor sowohl fremderregte als auch durch Permanent-Magneten erregte Generatoren zum Einsatz kommen.

Die Regelungskonzepte wurden insbesondere hinsichtlich der Lastenreduktion weiterentwickelt. Dabei kommen heute aktive Dämpfungen von Turmschwingungen und Torsionsschwingungen des Triebstrangs zum Einsatz. Dabei spielen Themen wie die Einzelblattverstellung oder prädikative WEA Regelung eine wichtige Rolle.

Nachdem die Investitionen in der Vergangenheit schon deutlich gesenkt wurden, standen zuletzt vermehrt auch Betriebskosten und Verfügbarkeiten im Blickpunkt. Praktisch alle Subsysteme von WEA sind in der Vergangenheit durch unvorhergesehene Störungen auffällig geworden. Länger zurück liegen häufige schwerwiegende Mängel an Getrieben. Im weiteren Verlauf des Ausbaus der Windenergie wurden teils schwerwiegende Schwächen an speziellen Fundamenttypen festgestellt. Aktuell kommt es bei Wechselrichtern und Nebenantrieben zu häufigen Ausfällen. Die Art und Häufigkeit von Störungen sind dabei in hohem Maße abhängig vom Anlagentyp.

Dabei stehen bei den Herstellern die Untersuchung kritischer Komponenten und ein verbessertes Design im Vordergrund, so dass die oben genannten früheren Schwächen nach und nach behoben werden konnten. Andererseits stellen die Integration der Windenergieanlagen in das allgemeine Versorgungssystem und der ständige Kostendruck bzw. das damit verbundene Größenwachstum immer neue Anforderungen. Viele Anforderungen sind u. a. durch Einsatz elektrischer und elektronischer Bauteile zu erfüllen, sodass in der Vergangenheit deren Ausfallverhalten mehr und mehr die Zuverlässigkeit der Anlagen beeinflusste.

Der Einsatz von zustandsorientierten Monitoringsystemen für Komponenten der WEA (CMS und SHM) nimmt zu, wozu auch die Forderungen der Versicherungen beigetragen haben. Zumindest für den Antriebsstrang kommen heute häufig Systeme zur Schwingungsüberwachung und Detektion von Lager- und Verzahnungsschäden zum Einsatz.

2.1.3 Netzintegration

Den steigenden netzseitigen Anforderungen an die Regelung der Leistungsabgabe von WEA in das Netz wurde in den letzten Jahren vermehrt Rechnung getragen. Inzwischen können alle WEA auf Vorgaben zur Leistungsreduktion aus dem Netz reagieren, kurzzeitige Spannungs- und Frequenzeinbrüche selbstständig überbrücken und ihre Blindleistungseinspeisung der aktuellen Situation am Einspeisepunkt entsprechend einstellen.

Die diesbezüglichen Ergebnisse und Erfordernisse flossen in den vergangenen Jahren in technische Richtlinien ein und haben durch ihre Nennung im EEG eine rechtliche Wirkung erhalten.

2.1.4 Offshore-Windenergienutzung

Bei der Offshore-Windenergienutzung waren vor allem Gründung und Errichtung der WEA ein zentraler Schwerpunkt. Dies beinhaltet die effiziente Erkundung des Baugrundes, spezielle Errichtungskonzepte und Gründungskonzepte (BMW 2016b).

Gerade für die deutschen Offshore-Windparks in Küstenentfernungen von bis zu 50 Kilometern stellt die Offshore-Logistik während der Errichtung und des Betriebs eine erhebliche anspruchsvolle Aufgabe dar. Zumindest in der Anfangsphase der Offshore-Windenergienutzung verzögerte sich die Errichtung der Anlagen teils erheblich, weil die vorgesehenen Techniken in nur sehr kleinen Wetterfenstern angewendet werden konnten. Durch die Entwicklung neuer technischer Systeme (Schiffe, Anlandungssysteme, Gründungsstrukturen) kann die Errichtung heute deutlich planmäßiger erfolgen. Dennoch verursachen die Gründungsstrukturen und die Errichtung weiterhin einen erheblichen Kostenanteil.

Die Verfügbarkeiten der ersten Offshore-Windparks lagen u. a. deshalb unter denen von Onshore-Windparks, weil Störungsbeseitigungen aufgrund ungenauer Planung und wenig ausgereifter Logistik (Wetterfenster) nicht zeitnah erfolgen konnten. Es wurde daher an ganzheitlichen Ansätzen und Methoden gearbeitet, welche eine umfassende Simulation der Prozesse, insbesondere der von Offshore-Windparks, ermöglichen (van de Pieterman et al. 2011). Die aktuellen Ansätze aus Industrie und Forschung bieten Lösungen für eine Reihe von Teilaspekten (vgl. Hofmann 2011).

2.1.5 Forschungs- und Demonstrationsinfrastruktur

Neue aufgebaute Forschungsinfrastrukturen mit Testfeldern und Forschungsturbinen ermöglichen es inzwischen, die Belastungen und das Verhalten der Technik im realen Betrieb zu verstehen und für die geplanten Nutzungsdauern einschätzen zu können.

Mit einem dynamischen Gondelprüfstand im Dynamic Nacelle Testing Laboratory (DyNaLab) am Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik in Bremerhaven, der über eine Prüfleistung von 10 MW verfügt, kann heute das gesamte Antriebsstrangsystem von WEA geprüft werden. Er kann zur Prototypen-Validierung eingesetzt werden und bietet bei neu zu entwickelnden WEA im Vergleich zu Feldtests die Möglichkeit, das Innovationstempo zu erhöhen und Entwicklungsrisiken zu senken (IWES 2015).

Im Center for Wind Power Drives (CWD) der RWTH Aachen wurde 2015 zudem ein 4 MW-Systemprüfstand für Onshore-WEA eingerichtet. Hierin kann das Verhalten von WEA-Antrieben im Multi-Megawatt-Bereich unter reproduzierbaren Bedingungen untersucht werden (RWTH Aachen 2017).

Zur Prüfung von Tragstrukturen von On- und Offshore-WEA wurde 2014 in Hannover das Testzentrum Tragstrukturen des Fraunhofer IWES eröffnet. Hierin können zum einen in einer Grundbauversuchsgrube Trag- bzw. Gründungsstrukturen von Windenergieanlagen und zugehörige Bauverfahrenstechniken zu deren Offshore-Installation im Maßstab 1:10 und größer untersucht und bewertet werden (IWES 2014b).

2.1.6 Umweltauswirkung und Akzeptanz

Aufgrund der Größe der WEA sind auch die Auswirkungen auf den Menschen und Umwelt tendenziell höher als noch vor einigen Jahren. Schallemissionen, Schattenwurf und die bedrängende Wirkung steigen mit der WEA Größe an.

Im Bereich Schallemissionsminderung wurde vor allem an der Verbesserung der Rotorblattaerodynamik (z. B. Blattspitzen und Hinterkanten) gearbeitet, aber auch die Schallausbreitung unter realen atmosphärischen Bedingungen erforscht.

Die verschiedenen Auswirkungen auf die Avifauna, z. B. Tötung (in der Regel durch Kollision), Meideverhalten, Lebensraumverlust oder Störung beim Brüten durch Service Teams wurden ebenfalls untersucht.

Im Zuge der Errichtung von Offshore-Windparks spielt vor allem die Schallemission eine wichtige Rolle. Hier wurden Methoden erforscht, die die Entstehung und die Ausbreitung von Lärm beim Gründen der WEA, z. B. beim Rammen von Pfählen, reduzieren (Koschinski und Lüdemann 2012). Weiterhin wurden Flora und Fauna in ihrem Verhalten sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase beobachtet, um die Auswirkungen der Aktivitäten im Rahmen der Offshore-Windenergienutzung zu untersuchen.

Die Ergebnisse der betreffenden Untersuchungen wurden Grundlage für eine ganze Reihe von Auflagen in den Baugenehmigungen, sodass die Auswirkungen neuerer Windparks auf Mensch, Flora und Fauna deutlich reduziert sind.

2.2 Neue Forschungsschwerpunkte

Auf dem Gebiet der Windpotenzialbestimmung entwickelt sich mit den Multi-LiDAR-Scannern gerade eine neue Technik, die zukünftig die teuren Messungen mit hohen Masten ersetzen und damit eine ganz wichtige Rolle bezüglich der Kostenreduktion bei der Standortbewertung spielen wird.

Viele neue Forschungsthemen ergeben sich bezüglich der Weiterentwicklung der Maschine. Insbesondere für die großen, strukturellen Komponenten wie Turm und Blätter müssen allein aufgrund der Abmessungen neue Materialien, Technologien und Produktions- bzw. Errichtungstechniken entwickelt werden. Neuentwicklungen von Hochspannungsgeneratoren und Ringgeneratoren mit aktivem Luftspalt sollen zur Reduktion der Turmkopfmassen und Effizienzsteigerung beitragen.

Für einen stärker in Richtung Netzstützung orientierten Betrieb werden neue Regelungsalgorithmen bzw. Module entwickelt, die den steigenden Forderungen hinsichtlich der Netzstützung nachkommen. U. a. die schnelle Variation der eingespeisten Leistung und die regelungstechnische Nachbildung „virtueller Rotationsenergie“ gehören zu den aktuellen Aufgaben. Diese zukünftigen Aufgaben sowie die stark volatilen Eigenschaften der Windenergie und der anderen erneuerbaren Energien regen in der jüngeren Vergangenheit immer mehr Ansätze der virtuellen Kopplung der einspeisenden Anlagen sowie eine Kopplung der Verbrauchssektoren an.

Die Digitalisierung der Technik (Schlagwort „Industrie 4.0“) hält auch in der Windenergie Einzug. Für alle Lebenszyklusphasen werden die Möglichkeiten der automatisierten Datenerfassung und der Datenverarbeitung durch Methoden der künstli-

chen Intelligenz untersucht. Insbesondere bei Betrieb und Leistungsüberwachung werden diese neuen Techniken geeignet sein, Ausfallzeiten und –kosten zu reduzieren und Einsatzzeiten marktorientierter zu gestalten.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

Die Technologien der Windenergienutzung nehmen ganz unterschiedliche Reifegrade ein und ausgereifte Technologien werden bisweilen durch bessere, aber noch nicht ausgereifte Techniken abgelöst. Dementsprechend ist eine einheitliche Bewertung der Windenergienutzung mit Reifegraden, F&E-Risiken und Vorlaufzeiten nicht möglich. Es wird daher versucht, durch eine Bewertung von besonderen Forschungsaspekten stellvertretend für die in Kapitel 2 genannten vier Punkte die Relevanz der öffentlichen Förderung einzuschätzen.

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Ein wesentlicher Faktor für die kommerzielle Nutzung einer Technologie ist die preisliche Wettbewerbsfähigkeit am Markt. Die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der WEA wurde in den letzten Jahren bzw. Jahrzehnten neben der schrittweisen Verbesserung einzelner Techniken und Anlagenkomponenten vor allem auch durch ein enormes Größenwachstum der Gesamtanlagen erreicht.

In Studien wurde inzwischen die Machbarkeit von großen Anlagen, z. B. mit 20 MW Nennleistung, untersucht und erste Entwickler haben 10 MW Anlagen (AMSC 2017) angekündigt oder Konzepte für bis zu 21 MW (Byars und Miller) vorgelegt. Insbesondere die Offshore-Anwendungen werden die Größenentwicklung weiter vorantreiben, da der Aufwand für Gründung und Fundamentstruktur pro WEA sehr groß ist und sich vor allem durch größere Anlagen relativieren lässt. Die notwendige Vorlaufzeit bis zur kommerziellen Nutzung der hier betrachteten Entwicklungen wird daher an der Erwartung bzgl. Markteinführung einer 20 MW-Anlage abgeschätzt.

Der letzte Größenschritt hob die Nennleistung von Offshore-WEA von 5 MW auf 8 MW, wobei von der Ankündigung der V164 durch Vestas in 2011 bis zur Installation der ersten kommerziellen Anlage in 2016 rund 5 Jahre vergingen. Setzt man für die weitere Größenentwicklung Schritte von 3 MW pro 5 Jahre an, so würden Nennleistungen von rund 20 MW mit 4 weiteren Schritten und damit bis ungefähr 2036 zu erreichen sein (Tab. 3-1).

Die aktuellen Entwicklungen großer WEA mit Nennleistungen von 8 MW und mehr sind für den Offshore-Einsatz gedacht. Alle Fortschritte werden aber auch den Anlagen für die Nutzung an Land zugutekommen, die zwar geringere Nennleistungen aufweisen, in Rotordurchmesser und Turmhöhe aber den Offshore-Anlagen ähneln.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur kommerziellen Nutzung einer 20 MW-WEA

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und der öffentlichen Förderung ist mit einer kommerziellen Nutzung einer WEA mit 20 MW Nennleistung zu rechnen bis ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Auf dem Weg zur 20 MW WEA sind noch einige Entwicklungsschritte zu gehen. Im Folgenden soll an einigen Beispielen der Entwicklungsstand bezüglich sehr großer Anlagen in der eingangs dargestellten Gliederung aufgezeigt werden.

Die LiDAR-Messtechnik wird offshore und in im nicht-komplexen Gelände bereits intensiv genutzt. Die Potenzialbestimmung im komplexen Gelände ist dagegen schwieriger und birgt noch letzte Risiken und die Technik von Multi-LiDAR Systemen wurde erst versuchsweise im Feld erprobt. Diese Techniken haben also noch nicht die oberste Stufe der Marktreife erreicht.

Die Verfahren und Methoden für Transport und Errichtung an Land wurden bislang immer nach Notwendigkeit entwickelt. Hier ist vor allem der Transport der Großkomponenten eine zunehmend schwierige Aufgabe, die durchaus auch Rückwirkungen auf das Design hat. Deutlich komplexer sind allerdings Transport und Errichtung auf See. Angefangen bei der Erkundung des Seebodens während der Projektentwicklung bis zur Begrenzung der Umweltbelastung bei der Errichtung (u. a. Lärmemission beim Rammen von Pfählen) wurde sehr viel in diese Entwicklungen sowie in die gesamte Logistik bei Errichtung und späterem Betrieb gesteckt. Als Beispiel wird hier das schwimmende Offshore-Fundament betrachtet. Mit schwimmenden WEA könnten weltweit erheblich größere Offshore-Windpotenziale erschlossen werden als mit der heute gängigen bottom-fixed Technologie, und die Techniken zur Errichtung sowie die Transport- und Logistikkonzepte könnten einfacher werden. Eine ganze Reihe von schwimmenden Forschungs- und Demonstrationsanlagen wurden bereits geplant bzw. gebaut, einige der Projekte wurden allerdings auch aus unterschiedlichen Gründen abgebrochen.

Die zukünftigen sehr großen WEA werden mit neuen Generationen von Generatoren ausgestattet werden. Erste Generatoren, die auf Hochspannungsniveau arbeiten, wurden bereits entwickelt und werden bereits in anderen Anwendungen eingesetzt, haben sich aber in der Windenergiebranche aus wirtschaftlichen Gründen noch nicht durchgesetzt.

Rotorblätter mit aktiven Elementen zur Veränderung der aerodynamischen Eigenschaften wurden in Forschungsprojekten untersucht, sind aber bisher lediglich im Labormaßstab getestet. Ob die verbesserte Effektivität und Langlebigkeit der Rotoren den deutlich größeren Aufwand rechtfertigen kann, konnten die Projekte noch nicht belegen.

An die Regelung von WEA müssen aus Sicht des Netzes heute sehr weitgehendere Anforderungen gestellt werden, denn WEA müssen mehr und mehr auch netzstützende Aufgaben übernehmen. Dies hat sich in komplexeren Regelungsstrategien niedergeschlagen und zum Teil auch zu anderen elektrotechnischen Konzepten geführt. WEA, die über Vollumrichter einspeisen, können ihre Leistungsfaktoren beinahe beliebig je nach Netzsituation einstellen. Die 20 MW WEA wird allerdings weitere Regelungsziele und –strategien benötigen, um die netzseitigen Forderungen hinsichtlich kürzester Regelungsantworten umzusetzen. Entsprechende Forschungen laufen

bereits, eine Markteinführung wird aber womöglich erst nach Erlass entsprechender Forderungen umgesetzt.

In der Vergangenheit wurden mit Richtlinien und Konzepten zum Datenmanagement in Betrieb und Instandhaltung Grundlagen für optimierte Prozesse erarbeitet. Zurzeit arbeitet die Windbranche mit der Entwicklung von entsprechenden Werkzeugen an der Umsetzung. Solange allerdings nicht systematisch Daten aus Betrieb und Instandhaltung erfasst und strukturiert gespeichert werden, kann die für bestimmte Analysen notwendige Datenbasis nicht aufgebaut werden. Viele erste Ansätze in der Branche lassen darauf schließen, dass die Windbranche im Zuge des Themas Digitalisierung auch diesen Weg in Angriff nehmen wird.

Die Auswirkungen der WEA auf ihre Umgebung sind bereits vielfältig untersucht, bezüglich der Vorhersage potenzieller Beeinträchtigungen und ihrer Bewertung gibt es allerdings immer noch erhebliche Unsicherheiten. Auch die Information der Bürger bzw. die Überzeugungsarbeit hinsichtlich der Umweltverträglichkeit der Windenergienutzung – abgesehen von der optischen Wirkung – muss noch erheblich verbessert werden..

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der Windenergie bezogen auf die zukünftig um den Faktor 10 ausgebauten Nutzung mit 20 MW WEA

Klassifizierung nach TRL 1 bis TRL 9	
Windpotenzial und Standortfindung am Beispiel	
LIDAR-Systeme zur Potenzialbestimmung am geplanten Standort	TRL 8
Multi-LiDAR-Systeme zur Messung von Design-Windbedingungen	TRL 6
Anlagentechnik, Design und Produktion an den Beispielen	
Schwimmende Fundamente	TRL 6
Neue Generatoren	TRL 5 – 8
Rotorblätter mit aktiven Elementen	TRL 4
Errichtung, Betrieb und Instandhaltung an den Beispielen	
Regelung von WEA, netzstützende Betriebsweisen	TRL 6
Restnutzungsdauerprognosen für alle kritischen Komponenten	TRL 4
Umweltauswirkung und Akzeptanz am Beispiel	
Vorhersagewerkzeug für Umwelteinfluss	TRL 5
TRL= Technology Readiness Level	

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Aufgrund der Komplexität von WEA, der Vielzahl der Komponenten, der Umweltauswirkungen, der Herausforderung im Bereich Betrieb und Ressourcenbestimmung lässt sich dieses Kriterium nur sehr schlecht auf der Ebene des Technologiefeldes bzw. der Technologie Onshore und Offshore bewerten. Bei der Weiterentwicklung bekannter Technologien für die Windenergienutzung an Land kann auf viele Jahre Erfahrung zurückgegriffen werden. Es stehen aber immer wieder neue Herausforderungen an und da es für die Windenergienutzung auch nur wenige Vorbilder in ande-

ren Industriebranchen gibt, steckt in diesen Neuentwicklungen auch immer ein etwas höheres technisches Risiko. Da die Marktteilnehmer eher mittelständische Unternehmen sind, ist das wirtschaftliche Risiko ebenfalls eher hoch (Tab. 3-3).

Die Situation auf See ist völlig verschieden. Die beteiligten Unternehmen sind heute zwar große Konzerne, es liegen aber nur wenige langjährige Erfahrungen vor und die Investitionssummen sind enorm. Das technische und wirtschaftliche Risiko sind hier eher hoch bzw. sehr hoch anzusetzen (Tab. 3-4).

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang der Onshore-Windenergie

	Sehr gering	gering	Eher gering	Eher hoch	hoch	Sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang der Offshore-Windenergie

	Sehr gering	gering	Eher gering	Eher hoch	hoch	Sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Die Reduzierung der Turmkopfmassen ist eines der Entwicklungsziele. Ein Lösungsansatz ist der Einsatz von Permanentmagneten anstelle von Kupferwicklungen in den Generatoren. Insbesondere bzgl. der Seltenen-Erden-Metalle bestehen gewisse Risiken, auch wenn sich die Preissituation aktuell etwas entspannt hat. Mit dem zu erwartenden Ausbau der Elektromobilität wird auch die Nachfrage nach Seltenen Erden wieder ansteigen.

Tab. 3-5 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Windenergie

Kritischer Rohstoff	Substitutionsmöglichkeit	Rezyklierbarkeit
Seltene Erden, Neodym	Kupfer	ja, aber aktuell kaum umgesetzt

Nach Moss et al. (2011) werden für Bau und Betrieb von WEA als risikoreiche Rohstoffe vor allem die Seltenen-Erden-Metalle, darunter Neodym, eingesetzt. Diese bergen laut Dera-Rohstoffliste 2014 (DERA 2014) ein hohes Risiko und werden nach Moss et al. (2013) auch nur in geringem Maße (5 % der Gesamtproduktion) rezykliert.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Ziel des Kriteriums ist es, die Gesamtheit aller möglichen Absatzmengen und künftigen Nachfragen einer Technologie bzw. eines Technologiefelds zu bestimmen. Dabei soll die Frage Klärung finden, wie sich der potenzielle Markt in Zukunft entwickelt. Das zukünftige Marktfeld soll sowohl für Deutschland als auch auf internationaler Ebene beschrieben werden. Ein Teil der Aussagen beruht auf den Ergebnissen der Online-Umfrage des Vorhaben TF_Energiewende (ifo Institut 2017).

Das Marktpotenzial für das Konzept der Very-Large-Turbine wird im nationalen Rahmen von 35 % der Befragten als eher groß und von 31 % als groß eingeschätzt. Im internationalen Bereich wird dem Konzept von 38 % der Befragten ein eher großes und von 31 % ein großes Marktpotenzial attestiert.

Weiterhin geht aus den Ergebnissen der online-Umfrage hervor, dass 38 % ein eher großes und 34 % der Befragten ein großes Marktpotenzial für Offshore Anwendungen im nationalen Rahmen sehen. Ein Anteil von 36 % attestiert Offshore-Anwendungen im internationalen Bereich ein eher großes und 46 % ein großes Marktpotenzial.

Die prognostizierten Bandbreiten des nationalen Technologieeinsatzes der Windenergie, die in Tab. 4-3 aufgelistet sind, basieren auf den zugrunde gelegten Langfrist-Energieszenarien für Deutschland (DLR 2012; UBA 2013b; Prognos AG et al. 2014; IWES 2014a; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015; ISE 2013; ÜNB 2016). Daraus wurden die in Tab. 4-4 angegebenen Werte für Marktpotenziale entnommen. Analog wurden in Tab. 4-1 Bandbreiten des internationalen Technologieeinsatzes und daraus abgeleitet in Tab. 4-2 die Marktpotenziale unter Zuhilfenahme der zugrunde gelegten weltweiten Langfrist-Energieszenarien aufgeführt (IEA 2016c, 2016b; Greenpeace International et al. 2015; World Energy Council 2016).

Zur Bestimmung des Marktpotenzials wurden neben den Energiemengen auch die zugrundeliegenden Installationszahlen ermittelt. Beim nationalen Potenzial wurde zusätzlich zwischen Onshore- und Offshore-WEA unterschieden. Nicht angegebene Werte wurden überschlägig anhand der gemittelten Werte für Volllaststunden sowie des überschlägigen Anteils an Onshore-WEA abgeschätzt. Zur Monetarisierung des Marktpotenzials wurde der spezifische Investitionsaufwand multipliziert mit der jeweils neu installierten Leistung unter Verwendung der in Tab. 1-1 aufgeführten Werte für die Investitionen (siehe Tab. 4-5).

Aufgrund der hierbei ersichtlichen signifikanten Unterschiede zwischen Onshore und Offshore-WEA war es notwendig das Marktpotenzial entsprechend aufzuteilen. Da diese Informationen für das globale Potenzial nicht verfügbar waren, erfolgt die Angabe für das monetäre Potenzial nur für den nationalen Bereich.

Aus den angegebenen Werten lässt sich die mittlere jährliche Wachstumsrate CAGR (engl. compound annual growth rate) berechnen. Während diese für die Entwicklung von 2014 bis 2050 im internationalen Maßstab in dem Bereich 6,7-8,8 % p. a. (INT_2°C) bzw. 9,9 % (INT_besser_2°C) liegen, fallen Wachstumsraten national geringer aus. Aufgrund des bereits fortgeschrittenen Windenergieausbaus kann in

Deutschland für denselben Zeitraum von einer reduzierten jährlichen Wachstumsrate von 3,7-6,1 % (DE_80 %) bzw. 5,4-6,6 % (DE_95 %) ausgegangen werden.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Windenergie (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich		Szenarienbereich
			INT_2°C		INT_besser_2°C
Einheit	TWh		TWh		TWh
	Min	Max	Min	Max	
2014	717	717	717	717	717
2020	1.254	1.508	1.320	1.932	2.158
2030	1.962	2.706	2.918	6.278	7.737
2040	2.552	4.257	4.928	11.291	15.480
2050	3.202	6.433	7.309	14.938	21.673

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich		Szenarienbereich
			INT_2°C		INT_besser_2°C
Einheit	GW		GW		GW
	Min	Max	Min	Max	
2014 – 2020	183	285	203	449	533
2021 – 2030	253	344	656	1.690	2.160
2031 – 2040	191	703	741	1.806	2.828
2041-2050	219	771	887	1.259	2.148

Tab. 4-3 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Windenergie (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich		Szenarienbereich	
			DE_80 %		DE_95 %	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014	57	57	57	57	57	57
davon onshore	56	56	56	56	56	56
2020	100	125	115	126	119	126
davon onshore	83	100	92	100	92	100
2030	143	200	155	204	205	217
davon onshore	107	140	111	140	154	163
2040	150	240	163	266	297	374
davon onshore	112	168	116	179	202	254
2050	209	281	214	473	374	570
davon onshore	136	206	150	332	256	390

Tab. 4-4 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich		Szenarienbereich	
			DE_80 %		DE_95 %	
Einheit	GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014 - 2020	4	20	10	20	12	20
davon onshore	0	15	1	15	5	15
2020 - 2030	16	26	15	26	27	34
davon onshore	10	17	6	17	16	17
2030 -2040	3	9	3	19	20	51
davon onshore	3	5	1	10	8	44
2040 -2050	23	10	12	74	17	51
davon onshore	13	5	9	47	12	19

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. € / a		Mrd. € / a		Mrd. € / a	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	1,1	5,4	2,8	5,6	3,3	5,6
2020-2030	2,7	4,4	2,6	4,5	4,4	5,6
2030-2040	0,5	1,4	0,5	3,1	3,3	8,3
2040-2050	4,1	1,5	1,7	10,7	2,5	7,5

Aus Tab. 4-5 lassen sich die für den Ausbau der Windenergie notwendigen Investitionen ablesen. Diese Werte sind besonders interessant wenn man sie mit den Ergebnissen des Kriteriums „Kosteneffizienz“ (Abschnitt 4.4) ins Verhältnis setzt. Hierbei wird deutlich, dass die Investitionen sich amortisieren und durch die Einsparungen um ein Vielfaches wieder eingespielt werden.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Der Ausbau erneuerbarer Energien dient dem Klimaschutz. Zu einem gewissen Anteil sind jedoch erneuerbare Energien selbst mit Treibhausgasen behaftet bzw. verursachen umweltschädliche Emissionen. Die ökologische Verträglichkeit von Windenergieanlagen war schon zu Beginn des großtechnischen Ausbaus ein ausschlaggebendes Kriterium für den Erfolg der Windenergienutzung und wurde daher bereits aus verschiedenen Gesichtspunkten intensiv beobachtet.

In diesem Kriterium werden die spezifischen CO₂-äq-Emissionen des Technologiefelds Windenergie mit denen der konventionellen Stromversorgung verglichen. Auf Basis der Ergebnisse des Kriteriums 3 (siehe Tab. 4-3) ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\begin{aligned}
 \text{vermiedene THG Emissionen} &= \text{Energieproduktion} * \text{spezifische Emissionen} \\
 &= \frac{\text{Marktpotenzial} \left(\frac{\text{TWh}}{\text{a}} \right) * \left(1\,000\,000 \frac{\text{MWh}}{\text{TWh}} \right) * \left[c_{\text{konvent}} (\%) * \text{Emission}_{\text{konvent}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}} \right) - c_{\text{wind}} (\%) * \text{Emission}_{\text{wind}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}} \right) \right]}{\left(1\,000 \frac{\text{kg}}{\text{t}} \right) * \left(1\,000\,000 \frac{\text{t}}{\text{Mio. t}} \right)} \\
 &= \text{Mio. t CO}_2\text{äq/a}
 \end{aligned}$$

Das Marktpotenzial obiger Gleichung sowie die notwendigen jeweiligen Anteile c_{Konvent} und c_{Wind} entsprechen den Ergebnissen des gleichnamigen Kriteriums. Werte für $\text{Emission}_{\text{konvent}}$ sind (BDEW 2015) entnommen und beschreiben den THG-Ausstoß der gesamten Endenergiebereitstellung (Strom) Deutschlands in den einzelnen Zieljahren. Den Autoren zufolge werden vor allem die Erzeugung aus Stein- bzw. Braunkohlekraftwerken im Kondensationsbetrieb durch Strom aus erneuerbaren Quellen verdrängt. Aus diesem Grund wurde ein Mix dieser beiden Technologien als Referenz gewählt.

In der Vergangenheit wurde eine Vielzahl an Ökobilanzen für die Windenergienutzung erstellt (vgl. IWES 2012; UBA 2013b; IWES 2017a). Diese Studien unterschei-

den sich jedoch in vielerlei Hinsicht voneinander und können daher nur bedingt miteinander verglichen werden.

Bei der Erstellung einer Ökobilanz müssen sämtliche Energie- und Stoffströme bei der Produktion, dem Betrieb und der Entsorgung erfasst werden. Bei den Analysen werden nicht immer alle Lebenszyklusphasen (Betrieb, Materialverarbeitung, Transport, Recycling und Entsorgung) berücksichtigt, jedoch ist bei fast allen Studien zu sehen, dass die Herstellungsphase von allen Phasen des Lebenszyklus den mit Abstand größten Einfluss auf die CO₂-Emissionen hat.

Für die weitere Berechnung wurde als Näherung ein repräsentativer Wert über die verschiedenen Studien und auf Basis der in (IWES 2012; UBA 2013b) beschriebenen Methodik zur Aktualisierung von Ökobilanzen für Windenergieanlagen gebildet. Es wurde angenommen, dass Onshore-WEA ein CO₂-Äquivalent von 8 g pro kWh aufweisen, während dieser Wert sich auf 5 g pro kWh für Offshore-WEA reduziert. Dieser Unterschied ist dadurch zu erklären, dass Offshore-WEA zwar eine ungünstigere Massenbilanz aufweisen, bei welcher die Gründungsstruktur eine wesentliche Rolle spielt, aber eine höhere Energieproduktion zugrunde gelegt wird. Die gesamten Emissionen des Windsektors berechnen sich anteilig aus den spezifischen Emissionen der Onshore- sowie Offshore-Windenergieanlagen.

Tab. 4-6 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Einheit		Einheit	
	Mio.t CO ₂ -äq./a		Mio.t CO ₂ -äq./a	
	Min	Max	Min	Max
2014	51,9	51,9	51,9	51,9
2020	102,7	112,5	102,7	112,5
2030	134,2	172,3	177,5	187,9
2040	135,4	221,0	246,8	310,8
2050	174,0	384,5	304,0	463,4

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Hierbei wurde angenommen, dass sich die spezifischen Emissionswerte der Anlagen nicht signifikant über die betrachteten Zieljahre verändern. Selbst wenn diese Schwankungen unterlägen, wären sie im Vergleich zu der um den Faktor 100 größeren THG-Emissionen konventioneller Energieerzeugungsstrukturen verschwindend gering.

Aus den gesamten Informationen ergibt sich anhand der eingangs beschriebenen Gleichung Tab. 4-6, in der die jährlichen Emissionseinsparungen (Mio. t CO₂-äq./a) im Vergleich zu einer konventionellen Strombereitstellung aufgetragen sind.

Bereits jetzt werden in Deutschland jährlich mehr als 50 Mio. t CO₂ durch Windenergie eingespart. Im Jahr 2050 kann dieser Wert auf jährlich über 300 Mio. t. ansteigen.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Aussagen über die Energieeffizienz beziehen sich auf quantitative Angaben der Primärenergieeinsparungen (in PJ pro Jahr) und können durch eine Analyse der Langfrist-Energieszenarien Prognos AG et al. (2014), Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015), DLR (2012), sowie UBA (2013a) ermittelt werden. Die dabei in Tab. 4-7 angegebenen Bandbreiten der beiden Szenarien basieren auf den in Tab. 4-3 angegebenen prognostizierten Bandbreiten des nationalen Technologieeinsatzes.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	PJ/a		PJ/a	
	Min	Max	Min	Max
2014	202	202	202	202
2020	393	453	453	454
2030	558	718	740	809
2040	586	960	1.086	1.350
2050	769	1.239	1.441	2.057

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Somit könnten im Jahr 2050 in Deutschland jährlich etwa zwischen 1.400 und 2.000PJ gegenüber der Referenztechnologie eingespart werden. Aus den bereits in Kriterium 4 beschriebenen Gründen wurde die Energieerzeugung aus Stein- und Braunkohle als Referenztechnologie gewählt.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Dieses Kriterium erfasst eventuelle Kostenvorteile gegenüber einer Referenztechnologie. Mit dieser Analyse soll die Wirtschaftlichkeit des Technologiefelds gegenüber einer Referenztechnologie bewertet werden. Wie bereits in Kriterium 4 und Kriterium 5 wurde die Energieerzeugung aus Stein- und Braunkohle als Referenztechnologie gewählt.

Das Ergebnis wird als Kosteneinsparung pro Jahr quantitativ angegeben. Das Kriterium wird wie folgt berechnet:

$$\begin{aligned}
 \text{Kosteneinsparung} &= \text{Energieproduktion} * \text{spezifische Stromgestehungskosten} \\
 &= \frac{\text{Marktpotenzial} \left(\frac{\text{TWh}}{\text{a}} \right) * \left(1\,000\,000 \frac{\text{MWh}}{\text{TWh}} \right) * \left[c_{\text{Wind}} * \text{Stromgestehung}_{\text{Wind}} \left(\frac{\text{€}(2014)}{\text{MWh}} \right) - c_{\text{konvent}} * \text{Stromgestehung}_{\text{konvent}} \left(\frac{\text{€}(2014)}{\text{MWh}} \right) \right]}{\left(1\,000\,000\,000 \frac{\text{€}}{\text{Mrd.€}} \right)} \\
 &= \text{Mrd.€}/\text{a}
 \end{aligned}$$

Einsparungen entstehen, wenn die Stromgestehungskosten des neuen Technologiefelds geringer sind als die der konventionellen Stromerzeugung. Ist die Differenz allerdings positiv, so ist die Stromerzeugung der neuen Technologie kostenintensiver als die des Referenzfelds.

Das Marktpotenzial (TWh/a) wird, wie bereits bei Kriterium 4, vollständig dem Kriterium 3 entnommen. Die spezifischen Kosten Stromgestehung_{konvent} sind einer Studie des Öko-Instituts in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISI entnommen (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015).

Die Stromgestehungskosten der Windenergienutzung wurden auf Basis der Studie „Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers - The Views of the World's Leading Experts“ des IEA Wind Task 26 (IEA 2012) sowie von (Greenpeace International et al. 2015) ermittelt und sind in Tab. 1-1 dargestellt.

Die Faktoren c_{konvent} und c_{Wind} gehen ebenfalls aus dem Abschnitt „Marktpotenzial“ hervor. Werden diese mit den spezifischen Stromgestehungskosten aus Tab. 1-1 verrechnet, ergeben sich für die entsprechenden Zieljahre die in Tab. 4-8 gezeigten spezifischen Stromgestehungskosten für den gesamten Anlagenmix:

Tab. 4-8 Spezifische Stromgestehungskosten für den gesamten Anlagenmix

Jahr	Referenz	Szenarienbereich	
		DE_80 %	DE_95 %
Einheit	€/MWh	€ ₂₀₁₄ /MWh	€ ₂₀₁₄ /MWh
2014	31,6	60,6	60,6
2020	48,0	65,1	65,1
2030	74,0	57,2	55,3
2040	133,0	53,4	54,0
2050	121,0	48,7	49,3

Die Berechnungswerte der oben genannten Gleichung werden in die abschließende Tabelle überführt, welche die Kosteneinsparpotenziale aufzeigt.

Tab. 4-9 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Min	Max	Min	Max
Einheit	Mrd. € _{2014/a}		Mrd. € _{2014/a}	
2014	- 1,65	- 1,65	- 1,65	- 1,65
2020	- 1,96	- 2,15	- 1,96	- 2,15
2030	2,60	3,34	3,83	4,06
2040	12,98	21,14	23,47	29,56
2050	15,48	34,21	26,80	40,84
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)				

Während sich in den nächsten Jahren noch Mehrkosten einstellen, wird sich dieses Verhältnis nach und nach umdrehen. Durch die weitere Kostendegression bei gleichzeitig ansteigenden Kosten der Referenz ergeben sich große Kosteneinsparungspotenziale. Im Jahr 2050 können jährlich somit mindestens 15 Mrd. € eingespart werden.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Wertschöpfung, Steueraufkommen, Beschäftigung

Die direkte Wertschöpfung durch in Deutschland installierte Windenergieanlagen betrug im Jahr 2012 ca. 4,5 Mrd. € (Hirschl et al. 2015), wobei Offshore Windenergie hier noch keine wesentliche Rolle spielt. Die Anlagenherstellung macht mit ca. 1,7 Mrd. 37 % der Gesamtsumme aus. Die Planung und Installation hat mit ca. 0,4 Mrd. einen Anteil von 9 %, der Anlagenbetrieb und –wartung mit ca. 0,8 Mrd. € ca. 18 %. Die restlichen ca. 1,6 Mrd. (36 %) entfallen auf Betreibergewinne. Der Handel hat mit einer Summe von etwa 4 Mio. € keine relevante Größenordnung. Die Zahl der von EEG geförderten WEA abhängigen Arbeitsplätze lag in der Größenordnung von ca. 36.000 Beschäftigten (Hirschl et al. 2015).

Neben den EE-Anlagen spielt für die inländische Wertschöpfung auch der Exportanteil der deutschen Firmen eine Rolle. Dieser lag im Jahr 2012 bei 67 % (Mattes 2014). DIW Econ hat basierend auf Branchenangaben von WindGuard die gesamte Bruttowertschöpfung der Windenergie in Deutschland unter Berücksichtigung des Exportes berechnet (Mattes 2014).

Für Investitionen und Betrieb ergibt sich ein direkter ökonomischer Effekt von 6,93 Mrd. € ohne den Abzug der EEG Differenzkosten sowie ein indirekter Effekt von 3,74 Mrd. €. In Summe sind dies 10,67 Mrd. €. Dieser Wert sinkt bei rechnerischem Abzug der EEG-Differenzkosten auf 7,59 Mrd. €. Darüber hinaus werden zusätzlich induzierte Effekte von 3,8 Mrd. € generiert. Insgesamt ergeben sich 14,5 Mrd. € Effek-

te, ohne Abzug der EEG Grenzkosten. Die gesamte Anzahl der Beschäftigten wird auf 109.000 Erwerbstätige geschätzt. Insgesamt ergeben sich Aufkommen an Steuern und Sozialversicherungsbeiträgen in Höhe von 3,39 Mrd. € (Mattes 2014).

Im Boom-Jahr 2015 wurden 9,7 Mrd. € in die Errichtung von Windenergieanlagen investiert. Dies sind fast zwei Drittel aller Investitionen in die erneuerbaren Energien in diesem Jahr (BMWi 2016a: 26). Trotz der deutlich geringeren installierten Leistung macht Offshore-Windenergie aufgrund der hohen Investitionen mit 4,5 Mrd. € fast die Hälfte dieser Investitionen aus (BMWi 2016a: 26).

Derzeit sind ca. 140.000 Menschen in Deutschland direkt oder indirekt in der Windenergie beschäftigt (O'Sullivan et al. 2016). Die meisten arbeiten im Bereich der Onshore-Windenergie. Dort liegt die Anzahl der Beschäftigten bei über 120.000 Menschen (100.600 direkt, indirekt: 21.800). Etwa jeder siebte Beschäftigte (direkt 14.700 indirekt 5.800) arbeitet im Bereich der Offshore-Windenergie (O'Sullivan et al. 2016).

Wichtig ist auch zu beachten, dass die technische Kompetenz und Innovationskraft der deutschen Windindustrie als hoch einzuschätzen ist. Insbesondere das technische Know-How deutscher Unternehmen im Bereich der Windenergie wird vom Bundesverband Windenergie (BWE) als führend im internationalen Vergleich angesehen (BWE 2016)

Marktanteile deutscher Hersteller

Der Anteil deutscher WEA-Hersteller am deutschen Markt umfasst ca. 70 % und international ca. 20 % (BWE 2016: 3). Eine Prognose erscheint angesichts der zurück liegenden nationalen und internationalen Firmenaufkäufe und Verschmelzungen sehr schwierig. Es gibt zurzeit auch keine Anzeichen dafür, dass die heute großen Hersteller ihre Produktionsstätten verlegen würden, sodass hier bezüglich der summarischen Marktanteile von konstanten Verhältnissen ausgegangen wird.

Die Exportquote deutscher Hersteller liegt aktuell bei 66 % (BWE 2016: 3). Auf den beiden größten Märkten China und USA sind deutsche Hersteller weniger stark vertreten. Nur Siemens hat in den USA größere Marktanteile. Der internationale Marktanteil deutscher WEA-Hersteller wäre noch geringer, würde Siemens nicht als deutsche Firma betrachtet (der Hauptsitz von Siemens Wind Power ist in Dänemark). Durch die beschlossene Übernahme des spanischen Windanlagenherstellers Gamesa steigt Siemens zu einer der größten Firmen der internationalen Windenergiebranche auf (Siemens 2016) und der Weltmarktanteil deutscher Firmen steigt auf ca. 25 %. Für die inländische Wertschöpfung ergibt sich dadurch jedoch keine große Veränderung, da Gamesa weiterhin in Spanien produzieren wird, so wie mittlerweile alle größeren Windfirmen global tätig sind. Deutsche Firmen generieren somit auch im Ausland Wertschöpfung und ausländische Firmen produzieren in Deutschland (z. B. GE Renewable Energy mit über 850 Mitarbeitern am deutschen Standort (GE 2014: 2) oder Vestas mit rund 1.900 Beschäftigten in Deutschland (BWE 2016: 46)).

Am deutschen Onshore-Markt haben die einheimischen Hersteller, vor allem ENERCON, traditionell einen sehr hohen Marktanteil, mit 66 - 76 % in den letzten 5

Jahren. Als einzige ausländischer Hersteller verfügen Vestas und GE Energy über signifikante Marktanteile.

Offshore wird der Markt von Siemens dominiert: Etwa zwei Drittel aller weltweit installierten Offshore-WEA sind von Siemens hergestellt, gefolgt von Vestas mit einem Anteil von 17 %. Darüber hinaus existieren am Markt mehrere kleinere Hersteller, unter denen sich auch deutsche Firmen wie Bard Engineering und Senvion befinden (IWES 2017a). Im Zubaujahr 2016 hatte Siemens einen Marktanteil von 80 % (IWES 2017a), wobei zuletzt auch verstärkt Firmen aus Asien (z. B. Sinovel) in den Markt eingetreten sind.

In Tab. 4-10 sind die Marktanteile der deutschen Hersteller am nationalen Markt für die zurück liegenden Jahre dargestellt. Sie schwankten zuletzt um 70 % und werden vereinfachend für die Zukunft mit konstanten 70 % angenommen. Für den Anteil deutscher Firmen am internationalen Markt existiert nur eine zitierfähige Quelle, die den deutschen Herstellern 20 % in 2015 zuschreibt. Da keine weiteren Hinweise zu finden waren, wird für die Zukunft von einer konstanten Quote ausgegangen.

Auf dieser Basis wird durch die entsprechende Skalierung der Stromproduktion aus Kapitel 4.1 der Anteil der Stromerzeugung durch WEA von deutschen Herstellern in Tab. 4-11 abgeschätzt.

Tab. 4-10 Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Windenergie

%	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2030	2040	2050
Anteil an TWh (Deutschland)		76	73	75	69	72	66	70	70	70	70
Anteil an TWh (international)						20	20	20	20	20	20

Quelle: BWE (2016); IWES (2017b)

Tab. 4-11 Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für das Technologiefeld Windenergie

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich		Szenarienbereich		Szenarienbereich		Szenarienbereich	
	INT_2°C		INT_besser_2°C		DE 80 %		DE 95 %	
	TWh		TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	264	386	432	432	81	88	81	88
2030	584	1.256	1.547	1.547	109	139	144	152
2040	986	2.258	3.096	3.096	114	186	208	262
2050	1.486	2.988	4.335	4.335	150	331	262	399

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Zur Bewertung der relativen Position Deutschlands im Technologiefeld Windenergie erfolgte neben der im folgenden Kapitel dargestellten qualitativen Einschätzung der relativen Position der deutschen Windindustrie eine Betrachtung der Entwicklung von Forschungsbudgets sowie eine Publikationsanalyse mittels Scopus.

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Die technische Kompetenz und Innovationskraft deutscher Firmen gilt insgesamt als hoch. Der Branchenverband BWE verweist insbesondere auf die weltweite Know-how-Führerschaft der deutschen Windindustrie (BWE 2016). Zusätzlich verfügt Deutschland im Windbereich über eine sehr stark ausgeprägte Forschungslandschaft. So sind mit dem Fraunhofer IWES, ForWind und dem DLR drei große Forschungseinrichtungen zu dem Forschungsnetzwerk Research Alliance for Wind Energy mit mehr als 600 Mitarbeitern zusammengeschlossen (ForWind 2017). Darüber hinaus besteht ein zweites Forschungslcluster (WindForS) in Süddeutschland u. a. mit Instituten der Universität Stuttgart, der TU München und dem KIT (Universität Stuttgart)

Aufgrund der starken Forschungsaktivitäten innerhalb von Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen übernimmt Deutschland im Bereich der Forschung und Entwicklung eine zentrale Führungsrolle weltweit (GTAI 2017: 3–4). Der internationalen Aufstellung der deutschen Windkraftindustrie wird daher in Tab. 4-12 eine Technologieführerschaft attestiert.

Tab. 4-12 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Windenergie

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?			
Windenergie	<input checked="" type="checkbox"/>	Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig
	<input type="checkbox"/>	nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Innerhalb dieses Abschnitts wird die Entwicklung öffentlicher F&E-Budgets im Technologiefeld Windenergie aufgezeigt und international verglichen. Hierfür wurden Informationen zu RD&D-Budgets (Research, Development & Demonstration) aus der Datenbank der internationalen Energieagentur (IEA) herangezogen. Windenergie ist hierin durch die Kategorie „32 Wind energy“ repräsentiert.

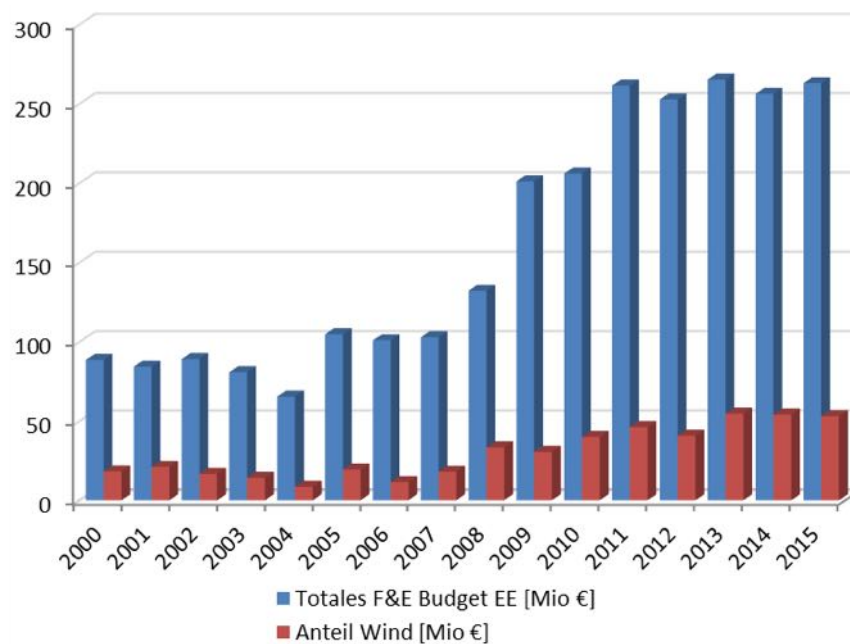


Abb. 4-1 Entwicklung des F&E-Budgets der Erneuerbaren Energien und der Windenergie

Quelle: IEA (2016a)

In den letzten 10 Jahren wurde die Forschung zu Erneuerbaren Energien und Windenergie deutlich ausgebaut. Lag das Forschungsbudget für Windenergie im Jahr 2006 noch bei ca. 10 Mio. €/a, ist es heute auf etwa 50 Mio. €/a angestiegen (vgl. Abb. 4-1).

Die Analyse der Verteilung der Forschungsgelder macht deutlich, dass das Thema Anlagenentwicklung den mit Abstand (42 %) größten Anteil der Fördergelder erhielt und somit offensichtlich als prioritär eingestuft wird. Die Themen rund um Logistik, Anlageninstallation, Instandhaltung & Betriebsführung sind mit (21 %) als zweigrößter Förderbereich halb so groß (vgl. Abb. 4-2).

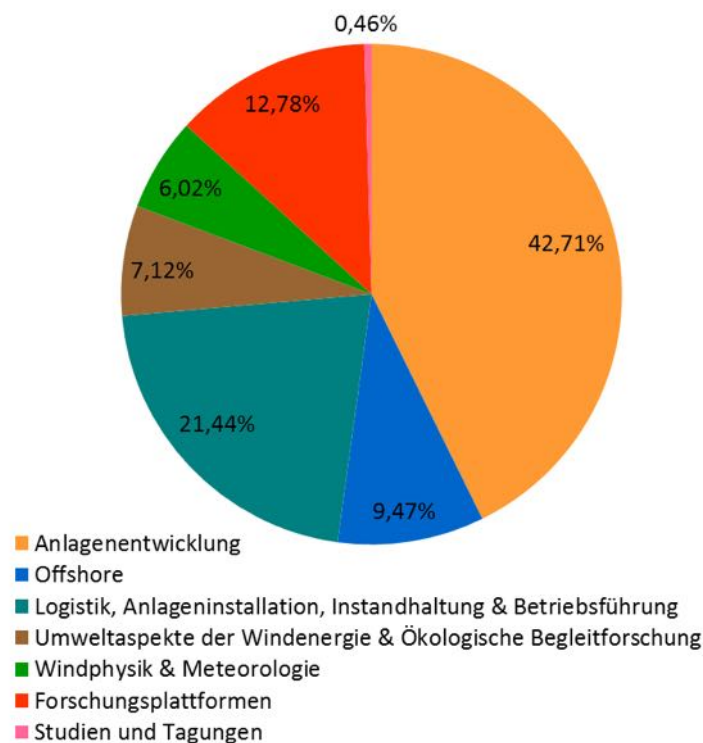


Abb. 4-2 Verteilung des gesamten Fördervolumens auf Kategorien

Quelle: BMWi (2016b)

Auf Bundesebene ist das öffentliche F&E Budget im Technologiefeld Windenergie von 11,7 Mio. € im Jahr 2006 um jährlich durchschnittlich 4,2 Mio. € angestiegen. Das entspricht einer prozentualen jährlichen Erhöhung von im Mittel 20 %. Somit lag das Budget im Jahr 2015 bei 54,2 Mio. €. Seit 2006 stieg der Anteil der Windenergie am gesamten öffentlichen Energie-Forschungsbudget von damals 2,54 % um jährlich 0,36 Prozentpunkte auf einen Anteil von 6,1 % an.

Deutschland lag mit seinem Budget im Jahr 2015 im internationalen Vergleich zu den anderen Mitgliedsstaaten der internationalen Energieagentur (IEA) an dritter Stelle hinter den USA und Japan. In Tab. 4-13 sind die Vereinigten Staaten als Vergleichsland gewählt, da deren durchschnittliches jährliches Forschungsbudget seit 2006 den größten Betrag im Vergleich zu allen IEA-Mitgliedsstaaten aufweist.

Im Vergleich zu Deutschland unterlagen Forschungsbudgets in den USA starken jährlichen Schwankungen. Entsprechend kam es seit 2006 (16,2 Mio. €) zu einer durchschnittlichen prozentualen Änderung von 124,8 % pro Jahr. Dieser Wert resultiert vor allem aus Budgets, die vom Jahr 2008 auf 2009 bzw. 2014 auf 2015 um den sieben bzw. achtfachen Betrag aufgestockt wurden. Die Förderung hatte 2015 einen Anteil von knapp einem Prozent am gesamten Energie-Forschungsbudget.

Tab. 4-13 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im Technologiefeld Windenergie - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio €	54,2
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ Mio. €/a	4,2
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	20
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	881,7
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	6,1
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	0,36
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld –Vergleich USA		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio €	78,8
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ €/a	6,3
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	124,8
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	5651,5
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	1,4
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	0,09

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Die Ergebnisse einer Publikationsanalyse wurden nach der in Kapitel 1 festgelegten Abgrenzung der Themen innerhalb des Technologiefelds untergliedert. Somit wird die Position der deutschen Forschungslandschaft innerhalb der Teilbereiche

- Windpotenzial und Standortfindung
- Anlagentechnik und -auslegung
- Errichtung, Betrieb und Instandhaltung
- Umweltauswirkungen und Akzeptanz

beschrieben.

Windpotenzial und Standortbewertung

Im Bereich der Bewertung von Windpotenzialen und Standorten wurde die in Tab. 4-14 angegebene Suchabfrage verwendet. Deutschland lag hinsichtlich veröffentlichter Forschungsarbeiten im Jahr 2016 mit einem Anteil von 7,9 % (60 Veröffentlichungen) hinter den USA und China auf Platz drei. Die jährliche Anzahl an Publikationen seit 2006 stieg stetig an. Der Anteil am weltweiten Aufkommen veröffentlichter Arbeiten nahm während dieses Zeitraums allerdings von 8,78 % in 2006 um durchschnittlich 0,09 Prozentpunkte pro Jahr auf 7,87 % in 2016 ab (vgl. Tab. 4-15).

Tab. 4-14 Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Windpotenzial und Standortbewertung“

Suchfeld	Wert
Titel	<i>TITLE(wind lidar OR (wind atlas) OR (wind site AND (potenzial OR character*)) OR (wind gis turbine) OR (wind design condition*) OR (wind measure*) OR (wind profile) OR (wind assess*) OR (wind field)</i>
ausgenommen	<i>AND NOT (reliability OR tunnel)</i>
Dokumenttyp „Artikel“ oder „Konferenzbeitrag“	<i>AND DOCTYPE (ar OR cp))</i>

Tab. 4-15 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich „Windpotenzial und Standortbewertung“ – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	7,87
Zeitlicher Trend (seit einschließlich 2006)	%/a	- 0,01
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)		

Anlagentechnik und -auslegung

Für die Suche im Bereich der Anlagentechnik wurden relevante Schlagwörter orientiert am international genormten Kennzeichnungssystem RDS-PP® gewählt, das Komponenten von Windenergieanlagen eindeutig unterschiedlichen Subsystemen zuweist. Die verwendete Suchabfrage ist in Tab. 4-16 angegeben. Es ergibt sich ein ähnliches Bild wie im Bereich „Windpotenzial und Standortbewertung“: Die absolute Anzahl an Publikationen ist seit 2006 von 29 nahezu stetig auf einen Wert von 107 im Jahr 2016 angestiegen. Allerdings nahm der Anteil am Gesamtaufkommen im gleichen Zeitraum von 8,45 % auf einen Wert von 6,86 % ab. Im Jahr 2016 lag Deutschland damit im internationalen Vergleich auf Rang 4 hinter Indien, USA und China (Tab. 4-17).

Tab. 4-16 Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Anlagentechnik und -auslegung“

Suchfeld	Wert
Titel	<i>TITLE (wind AND (rotor OR blade* OR hub OR pitch OR “drive train” OR bearing OR gear OR brake OR transmission OR yaw OR generator OR converter OR inverter OR transformer OR compensat* OR tower OR foundation))</i>
Dokumenttyp “Artikel” oder “Konferenzbeitrag”	<i>AND DOCTYPE (ar OR cp)</i>

Tab. 4-17 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich „Anlagentechnik und -auslegung“ – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	6,86
Zeitlicher Trend (seit einschließlich 2006)	%/a	- 0,16

Errichtung, Betrieb und Instandhaltung

Ein quantitativer Vergleich zu Themen der Errichtung, des Betriebs und der Instandhaltung von WEA wurde über eine Suche mittels der in Tab. 4-18 angegebenen Abfrage durchgeführt. Deutschland liegt in diesem Bereich im internationalen Vergleich aktuell auf Rang vier. Führend ist China, vor den USA und Dänemark. Die in Deutschland veröffentlichten Publikationen stiegen von zwei im Jahr 2006 auf elf im Jahr 2016 an, wobei der Anteil am Gesamtaufkommen in dieser Zeit von 13,33 % auf 6,88 % abgesunken ist (vgl. Tab. 4-19).

Tab. 4-18 Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Errichtung, Betrieb und Instandhaltung“

Suchfeld	Wert
Titel	<i>TITLE(wind turbine AND(construct* OR operation OR reliab* OR maintenance OR availability OR fail* OR fatigue OR downtime OR scada))</i>
Dokumenttyp “Artikel” oder “Konferenzbeitrag”	<i>AND DOCTYPE (ar OR cp)</i>

Tab. 4-19 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich Errichtung, Betrieb und Instandhaltung – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	6,88
Zeitlicher Trend (seit einschließlich 2006)	%/a	- 0,65

Umweltauswirkungen und Akzeptanz

Im Bereich der Forschung zu Umweltauswirkungen und Akzeptanz wurden die in Tab. 4-20 aufgelisteten Schlüsselbegriffe innerhalb der Scopus-Suche verwendet. Im Jahr 2006 hatte Deutschland mit einer Anzahl von zwei Publikationen einen Anteil von 8,7 % am weltweiten Publikationsaufkommen. 2016 landete Deutschland in diesem Bereich im internationalen Vergleich an fünfter Stelle (elf Publikationen bei einem Anteil von 9,73 %) hinter Dänemark, UK, China und den USA. Somit konnte es seinen Anteil innerhalb dieses Zeitraums jährlich um durchschnittlich 0,1 Prozentpunkte steigern (siehe Tab. 4-21).

Tab. 4-20 Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Umweltauswirkungen und Akzeptanz“

Suchfeld	Wert
Titel	<i>TITLE(wind turbine* AND(environment* OR noise OR bird* OR bat OR animal* OR shadow OR radar OR radio OR acceptance))</i>
Dokumenttyp "Artikel" oder "Konferenzbeitrag"	<i>AND DOCTYPE (ar OR cp)</i>

Tab. 4-21 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich Umweltauswirkungen und Akzeptanz – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	9,73 %
Zeitlicher Trend (seit einschließlich 2006)	%/a	0,1

Es lässt sich festhalten, dass sich Deutschland im Bereich der Forschungsaktivitäten zur Windenergie – quantitativ gemessen am Publikationsaufkommen – unter den führenden Nationen befindet. Allerdings ist zu beobachten, dass Anteile am weltweiten Aufkommen veröffentlichter Publikationen seit 2006 in den untersuchten Forschungsaspekten leicht zurückgegangen sind. Ausgenommen hiervon ist der Bereich

„Umweltauswirkungen und Akzeptanz“, in dem eine leichte Zunahme zu verzeichnen war.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Akzeptanz für die Onshore- und Offshore-Windenergie ist je nach Ebene (Markt, Gesellschaft, lokal) unterschiedlich hoch (Wüstenhagen et al. 2007) und wird in der zusammenfassenden Tab. 4-22 getrennt bewertet.

Lokale Ebene

Für die lokale Akzeptanz der Windenergie an Land spielen vor allem die Umweltauswirkungen bezüglich der Gesundheit sowie des Natur- und Landschaftsschutzes eine Rolle. Diese Umweltauswirkungen sind z. B. Landschaftsbild- und Lebensraumveränderungen, Kollisionen mit bedrohten Vögeln (z. B. Rotmilan und Seeadler) oder Fledermäusen, bedrängende Wirkung, periodischer Schattenwurf und Lärmbelastung (DNR 2012). Gerade an Land sind diese Konflikte groß, da in der Nähe von geplanten Windparkprojekten oft Siedlungen liegen und die lokale Bevölkerung negative Effekte erwartet. Häufig kommt es dementsprechend zur Gründung von Bürgerinitiativen und Klagen gegen Windparkprojekte, die diese verzögern oder sogar verhindern.

Offshore sind die Auswirkungen auf den Menschen nur sehr gering. Lediglich Windparks in Küstennähe können als Beeinträchtigung des Landschaftsbildes wahrgenommen werden. Bei Konflikten mit dem Naturschutz spielen z. B. Baulärm in der Errichtungsphase und Vogelschlag oder Meideverhalten von Zug- und Seevögeln eine Rolle.

Aufgrund der vielfältigen Umweltauswirkungen der Windenergie an Land sowie deren unmittelbare Nähe, ist die lokale Akzeptanz hier geringer als Offshore. Zur Erhöhung der lokalen Akzeptanz bei Onshore-Projekten spielt insbesondere die finanzielle Beteiligung der Bürger an lokalen Projekten eine zentrale Rolle (forsa 2016).

Der lokalen Akzeptanzentwicklung der Windenergie kommt eine sehr hohe Bedeutung zu, insbesondere da weiterhin hohe Zubauraten erforderlich sind, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Ebene Markt

Für Onshore-Windenergie ist die Marktakzeptanz derzeit in Deutschland sehr hoch. Es gab in den letzten Jahren Zubaurekorde, z. B. 4.670 MW Onshore-Windleistung in 2014 (IWES 2017b). Aufgrund des EEG waren Windenergieanlagen bisher sehr sichere Investitionen mit einer über 20 Jahre vorhersehbaren Vergütung. Aufgrund dieser Sicherheit, der ausreichenden Vergütungshöhe, des Beschlusses der Energiewende und der geringen Zinsen waren Windenergieanlagen in Deutschland sehr interessant für Investoren.

Durch das EEG 2017 wird nun eine Deckelung des Zubauvolumens auf 2.800 MW (in den Jahren 2017 bis 2019) bzw. 2.900 MW (ab 2020) vorgenommen (EEG 2017). Darüber hinaus werden nur noch die günstigen Projekte zum Zug kommen. Der erhöhte Wettbewerbsdruck und die steigenden Risiken für die Entwicklung lassen eine

sinkende Marktakzeptanz bei den Investoren erwarten. Problematisch ist dies vor allem, wenn trotz wettbewerblicher Begünstigungen die Zahl der Bürgerwindparks abnimmt und die Akteursvielfalt insgesamt zurückgeht, wie z. B. vom Branchenverband BWE befürchtet (BWE 2015). Damit würde auch die lokale Akzeptanz reduziert.

Andererseits sollte das Ausschreibungsverfahren zu geringeren Vergütungssätzen führen (Fürstenwerth et al. 2014), was die Akzeptanz beim Stromkunden erhöhen könnte.

In den letzten Jahren wurden erste Offshore-Windparks realisiert. Damit zeigt sich ein Interesse der Marktteilnehmer an Investitionen in diese neue Technik. Die Marktakzeptanz ist somit gegeben. Allerdings sind die installierten Leistungen im Meer (4.100 MW) bisher deutlich geringer als an Land (46.000 MW) (IWES 2017b). Dies wird auch zukünftig so bleiben, da im EEG 2017 nur eine Steigerung der installierten Offshore-Windleistung auf insgesamt 6.500 MW im Jahr 2020 und auf 15.000 MW in 2030 angestrebt wird (EEG 2017).

Offshore sind die gezahlten Vergütungssätze deutlich höher als an Land. Zusätzlich sind die Kosten für Offshore-Anschlüsse separat finanziert. Damit ist anzunehmen, dass die Akzeptanz durch Stromkunden geringer ist. Dies könnte sich allerdings ändern, sofern die erwarteten starken Kostensenkungen (vgl. Tab. 1-1) eintreten.

Ebene Gesellschaft

Insgesamt wird die Windenergie von einer großen Mehrheit (81 %) unserer Gesellschaft als positiv angesehen (forsa 2016). Diese zentrale Aussage gilt für Onshore- und Offshore-Windenergie, wobei für Offshore-Anlagen die Akzeptanz, aufgrund der geringeren Auswirkungen auf Landschaft und Natur, noch etwas höher ist (CenTouris 2012).

Die im Rahmen der Tab. 4-22 verwendete Bewertung für den Status Quo der Akzeptanz ist auf einer fünfstufigen Skala durchzuführen, wobei 1 – hohe Akzeptanz bzw. wenig Konflikte und 5 – sehr niedrige Akzeptanz bzw. viele Konflikte bedeuten. Eine 3 würde dementsprechend eine mittlere/teils-teils Einschätzung bedeuten. Die Zahlenwerte sind eigene Abschätzungen auf Basis der Literaturrecherche.

Tab. 4-22 Bewertungsrastrer für die Akzeptanz von Technologiefeld Windenergie zum Status Quo (2015)

Technologie	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakteptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)
Onshore-Windenergie	1	Hohe Zubauraten (IWES 2017b) große Zahl Bürgerwindparks (BWE 2015), billigste Erneuerbare Energie	2	81 % Bevölkerung für weiteren Ausbau, wichtig ist Beteiligung von Bürgern und kleinen Unternehmen (forsa 2016)	4	Anwohner fühlen sich teilweise gestört, Konflikt mit lokalem Natur- und Landschaftsschutz, Akzeptanzsteigerung durch lokale Beteiligung (forsa 2016)
Offshore-Windenergie	3	Mäßiger Zubau, hohe EEG-Förderung aber deutlich fallende Kosten (IWES 2017b)	2	Hohe Akzeptanz, da wenig Landschafts- und Naturbeeinträchtigung (CenTouris 2012), Auswirkungen auf Vögel und Meerestiere teilweise noch unklar	2	Wenig Landschafts- und Naturbeeinträchtigung (großer Abstand zur Küste), mehrere große Windparks genehmigt

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Zur Bewertung der durch den Einsatz der Windenergie kurz-, mittel- und langfristig gebundenen Strukturen werden die folgenden Indikatoren herangezogen:

- Planungszeit
- Bauzeit
- übliche ökonomische Nutzungsdauer
- spezifische Investitionen

Dauer und Kosten der Windenergieprojektierung an Land wurden durch Pietrowicz und Quentin (2015) auf Basis von 72 Windparkprojekten in verschiedenen Bundesländern analysiert, die im Zeitraum zwischen 2005 und 2014 stattfanden.

Eine durchschnittliche Zeitdauer von etwa einem Jahr sei demnach notwendig für die sog. Vorprüfphase, in der die Standorteignung geprüft wird und der Abschluss von Pacht- und Kaufverträgen stattfindet. Daraufhin folgt die Planungsphase mit einer durchschnittlichen Dauer von zwei Jahren. Hierin werden erforderliche Gutachten erstellt und Regional- bzw. Flächennutzungspläne aufgestellt oder abgeändert. Die daran anschließende Genehmigungsphase beträgt den Autoren zufolge durchschnittlich etwas mehr als ein Jahr. Fasst man diese Zeiträume unter dem in Tab. 4-23 genannten Begriff der „Planungsphase“ zusammen, beträgt diese etwa 48 Monate.

Der eigentliche Bau der Anlage von der Einrichtung der Baustelle bis zur Inbetriebnahme der Anlage dauert etwa ein Jahr.

Tab. 4-23 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Windenergie

Variable (onshore/offshore)	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	48	48	48	48	48
Bauzeit	Monate	12	12	12	12	12
übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20 / 20	20 / 25	20 / 25	25 / 25	25 / 30
spezifische Investitionen	€/2015/kW	1.350 / 3.500	1.250 / 3.300	1.150 / 3.100	1.075 / 2.800	1.000 / 2.500

Die in Tab. 4-23 enthaltenen Informationen zu den heute üblichen Nutzungsdauern und der Höhe spezifischer Investitionen zur Errichtung einer WEA sind aus Tab. 1-1 übernommen. Es wird nicht davon ausgegangen, dass sich an den in der Tabelle angegebenen Werten für den heutigen Stand in Zukunft große Veränderungen ergeben werden.

Für Offshore Windparks ist im Vergleich zur Windenergie an Land von deutlich längeren Zeiträumen von Beginn der Planungszeit bis zur Inbetriebnahme auszugehen. Studien, die Projektierungszeiträume für Offshore-Parks analysieren fehlen bisher. Exemplarisch sei allerdings beispielhaft auf den mit einer installierten Gesamt-Nennleistung von 400 MW aktuell größten sich in Betrieb befindenden deutschen Offshore Windpark „Global Tech 1“ (neben BARD Offshore 1) verwiesen. Laut Betreiber wurde bereits im Jahr 2001 ein Antrag auf Errichtung gestellt. Im Jahr 2006 erfolgte die Genehmigung und seit 2015 befindet sich der Park in Betrieb (Global Tech I 2017).

Abschließend lässt sich festhalten, dass Strukturen durch den Einsatz der Windenergie nur über verhältnismäßig kurze Zeiträume gebunden werden. Vor allem im Vergleich zu konventionellen Energieversorgungseinheiten, wie beispielsweise der Kernenergie, wird dies deutlich, da hier Nutzungsdauer und Rückbauzeiten deutlich länger ausfallen.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

WEA werden über Transformatoren, Schaltanlagen und teils lange Kabelstrecken an das Energieversorgungsnetz angeschlossen. Der zunehmende Ausbau der Windenergie an Land macht einen Ausbau der bestehenden Netzinfrastuktur notwendig, um die Stabilität des Energienetzes weiterhin zu gewährleisten.

Im Bereich der Offshore-Windenergie erfordert die Errichtung neuer Windparks vor den europäischen Küsten den Aufbau von neuen Infrastrukturen zur Übertragung der erzeugten Energie an Land. Rodrigues et al. (2015) stellen fest, dass momentan für europäische Offshore Windparks die Energieübertragung für Distanzen von weniger als 15 km durch Mittelspannungs-Wechselstrom (MVAC) stattfindet. Größere Distanzen werden ebenfalls durch Wechselstrom, dann aber auf Hochspannungsniveau überbrückt. Die Hochspannungsgleichstromübertragung wird den Untersu-

chungen der Autoren zufolge wirtschaftlich vorteilhaft und findet Anwendung für Distanzen zur Küste oberhalb von 50km und Windparkleistungen von 100 MW und mehr.

Sowohl an Land als auch Offshore muss ab dem Bau der Anlagen sichergestellt werden, dass diese erreichbar sind. An Land muss daher ggf. eine Zuwegung aufgebaut werden. Transportschiffe sind notwendig für den Bau von Offshore-Anlagen. Auch für durchzuführende Instandhaltungsmaßnahmen ist die Erreichbarkeit von Standorten ein wesentlicher Faktor.

Bezüglich der Logistik der Projektierung, des Betriebs und der Instandhaltung von Offshore-Windparks ergeben sich durch die Entfernung zum Festland erschwerte Bedingungen im Vergleich zur Windenergienutzung an Land. Akbari et al. (2017) stellen fest, dass ein Trend zur Montage von Baugruppen von Offshore-WEA an Häfen besteht, um Transport und Installationskosten zu senken. Der Bau bzw. die Auswahl geeigneter Häfen stellt somit ein ebenfalls wichtiges und erwähnenswertes Infrastrukturmerkmal dar.

In Tab. 4-24 sind die Schilderungen zusammenfassend wiedergegeben.

Tab. 4-24 Abhängigkeit der Windenergie von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist unabhängig von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von bestehenden Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen bestehende Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen neue Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die wichtigsten technischen bzw. systemischen Herausforderungen bestehen in der notwendigen Umstrukturierung der elektrischen Netze. Wo im alten System elektrische Leistungen von großen Kraftwerken über Transport- und Verteilnetze in einer Richtung zum Verbraucher transportiert wurden, wird heute von der früheren reinen Verbraucherseite auch Leistung eingespeist und muss teilweise über die Transportnetze zu Verbrauchern in anderen Teilbereichen geleitet werden. Zudem sind die eingespeisten Leistungen nicht mehr frei einstellbar, sondern werden durch Wind und Wetter vorgegeben.

Der Betrieb der Netze, der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch und die Konstanthaltung von Spannung und Frequenz in allen Teilbereichen der Netze sind heute bereits viel komplexer als zuvor. Die Anforderungen werden mit weiterem Aus- und Umbau aber noch steigen. Die Auswirkungen auf die Netze und die Anpassungsnotwendigkeiten werden aber an anderer Stelle des Gesamtberichts behandelt. An dieser Stelle wird die Grenze zwischen den Systemen Windenergieanlage und

Netz an der mittelspannungsseitigen Schaltanlage gesetzt. Damit sind hier bezüglich des Zusammenspiels WEA und Netz im Wesentlichen die Umrichter und ihre Regelung zu betrachten.

Wie alle anderen elektrischen Generatoren und Motoren verursachen auch Windenergieanlagen Netzrückwirkungen. Allerdings existieren hier, wie in allen anderen Fällen, weitgehend ausgereifte technische Möglichkeiten zur Kompensation. Die neuen Windenergieanlagen, die über Umrichter in die Netze einspeisen, können und müssen an den Einspeisepunkten sogar netzstützend wirken. Die dafür notwendigen Anpassungen wurden in der Vergangenheit bereits erarbeitet und weitgehend umgesetzt.

Die stark schwankende Einspeiseleistung der Windenergie und die begrenzte Genauigkeit der Leistungsvorhersage verursachen einen zusätzlichen Bedarf an Regelleistung. Die einzelnen WEA können ihre Einspeiseleistung nur in geringem Maße glätten, wenn sie aus Gründen der Wirtschaftlichkeit dem Wind möglichst ein Maximum an Energie entziehen müssen. Eine Lösung kann darin bestehen, dass verschiedene Erzeuger - Wind, Photovoltaik, Biogas, Speicher – als virtuelle Kraftwerke gegeneinander ausgeregelt werden. Dadurch können die vom Netz aktuell geforderten Leistungen an den entsprechenden Punkten besser eingehalten werden.

Eine bevorstehende Aufgabe, die noch untersucht bzw. umgesetzt werden muss, ist die sogenannte Schwarzstartfähigkeit. Wenn Windenergie in Zukunft große Teile der Versorgung übernehmen und nur noch wenige große konventionelle Kraftwerke zur Verfügung stehen, muss der Neustart der Netze auch von WEA übernommen werden können.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Bewertung aus Sicht der öffentlichen Förderung

Wie die voranstehenden Kapitel zeigen, empfiehlt sich die Windenergienutzung aus mehreren Gründen als eine der tragenden Säulen des zukünftigen Energieversorgungssystems, insbesondere sind zu nennen:

- Große Energiepotenziale
- Hoher spezifischer Beitrag zur Klima- und Ressourcenschonung
- Niedrige Stromgestehungskosten
- Geringe unvermeidbare Auswirkungen auf Umfeld und Umwelt

Zusätzlich stehen die deutsche Forschung und die deutsche Industrie an einer der vorderen Stellen im internationalen Vergleich und die Windenergie spielt national eine bedeutende und weiter wachsende wirtschaftliche Rolle. Alle Szenarien zur zukünftigen Entwicklung sagen ein enormes weiteres Wachstum voraus, so dass es für die deutsche Wirtschaft von erheblichem Vorteil wäre, diese gute Position zu erhalten.

Der Vorsprung bedeutet allerdings auch, bestimmte Herausforderungen früher als andere annehmen zu müssen. Aufgrund der starken und weiter zunehmenden Durchdringung der Energieversorgung durch erneuerbare Energien fallen diesen Anlagen immer mehr netzstützende Aufgaben zu. Diesen Anforderungen muss mit der Transformation des Versorgungssystems durch eine Art integrierte Betriebsführung Rechnung getragen werden.

Allerdings nimmt die Transformation des Energieversorgungssystems einen Zeitraum in Anspruch, der die Amortisationszeiten industrieller Investitionen in die Entwicklung neuer Technologien bei weitem übersteigt. Zusätzlich wird der neu entstehende Kostendruck durch das Ausschreibungsverfahren des neuen EEG in Deutschland große Auswirkungen auf alle Akteure der Windindustrie haben. Der international bereits bestehende hohe globale Wettbewerbsdruck wird dadurch insbesondere für deutsche Hersteller und Windparkentwickler zu einer großen Herausforderung.

Kleine und mittelständische Industrieunternehmen sind oft nicht mehr in der Lage, bestimmte Entwicklungen allein zu übernehmen und zu finanzieren. Die Vorlaufzeiten für die neue WEA-Generation eines Herstellers von der ersten Skizze bis zum gelungenen Markteintritt betragen bis zu zehn Jahre. Die Anlagentechnologie ist zusätzlich inzwischen so umfangreich und kompliziert geworden, dass die Entwicklungskosten eines neuen Anlagentyps ein finanzielles Risiko für die Hersteller bedeutet. Immer weniger und nur größere Hersteller können solche Aufwände tragen. Die Firmenauf- und -verkäufe der letzten Jahre und die damit verbundene Konzentration auf immer weniger Unternehmen unterstreichen die Problematik. Alle F&E-Aktivitäten, die nicht einem dieser großen Unternehmen direkt zugutekommen, benötigen demnach eine Förderung durch die öffentliche Hand.

5.2 Wichtige zukünftige F&E Themen in der Windenergie

Die meisten Entwicklungsansätze werden letztendlich durch den allgegenwärtigen und richtigen Kostendruck angetrieben. Dieser führt nach wie vor zu einem Größenwachstum der Anlagen und keine der früheren Vorhersagen einer optimalen Anlagengröße stellte sich als zutreffend heraus. Es muss daher auch heute von einem weiteren Größenwachstum ausgegangen werden, sodass die zukünftigen Entwicklungsnotwendigkeiten vor dem Bild einer aus heutiger Sicht extrem großen 20 MW Anlage eingeschätzt wurden. Nach einer sehr erfolgreichen Reduktion der spezifischen Investitionen wendet sich die Aufmerksamkeit immer stärker den Betriebskosten zu. Die sich ändernden Finanzierungsbedingungen erfordern für die Branche insgesamt ein Umdenken und geben der Optimierung des Betriebs mehr Bedeutung.

Lediglich Akzeptanz und Umweltaspekte sind nicht aus Kostengründen oder aufgrund technischer Herausforderungen zu thematisieren. Wie die untersuchten Kriterien zeigen, sprechen viele gute Gründe für einen Ausbau der Windenergienutzung. Der häufige und intensive Protest gegen neu geplante Windparks zeigt aber auch, dass eine Reihe von Gegenargumenten nur schwer zu widerlegen ist. Um tatsächliche Fehler beim weiteren Ausbau zu vermeiden, müssen bestehende Bedenken bezüglich der Umweltauswirkungen weiterhin fachgerecht untersucht und aufgearbeitet werden. Weiterhin kann solide Aufklärungsarbeit den weiteren Ausbau nur unterstützen.

Wie in der Vergangenheit muss sich F&E auch zukünftig der schrittweisen Verbesserung in einem breiten Themenspektrum widmen. Aktuelle und zukünftige Forschungsthemen werden von verschiedenen Institutionen zusammengestellt. Um einen Überblick über die Landschaft der F&E-Themen zu gewinnen, wurden die Programme bzw. Agenden der Internationalen Energie Agentur (IEA) (IEA Wind 2013), der European Wind Energy Technology Platform (TPWind 2014), der European Technology & Innovation Platform on Wind Energy (ETIP) (ETIP Wind 2016) und der European Academy of Wind Energy (EAWWE) (EAWWE 2016) herangezogen. Die Programme stellen die Themen teilweise aus unterschiedlichen Perspektiven und mit unterschiedlichen Zielsetzungen und Begründungen zusammen, die genannten Themen lassen sich aber wieder gut den vier eingangs gewählten Schwerpunkten zuordnen. Wie in Kapitel 1.4 angemerkt, wurde für den vorliegenden Bericht die Systemgrenze der Windenergieanlage zum Netz an der Mittelspannungsschaltanlage gezogen, so dass alle Themen zur Netzintegration, die nicht die Regelung von Anlage bzw. Umrichter betreffen, hier keine Betrachtung finden.

Im Folgenden sind die von der Wissenschaft als besonders wichtig hervorgehobenen Forschungsthemen den vier gewählten Themenfeldern zugeordnet:

■ Windpotenzial und Standortfindung

- Weiterentwicklung der Fernmesstechniken LiDAR und SODAR, neue kostengünstige LiDAR, Multi-LiDAR insbesondere Verringerung der Messunsicherheit, Einsatz von LiDAR Offshore
- Analyse und Nutzung von Satellitendaten für Windpotenzialbestimmungen
- Weiterentwicklung von reinen Windatlanten zu „Eignungs“-Atlanten unter Berücksichtigung von zusätzlichen genehmigungsrechtlichen und wirtschaftlichen Aspekten.
- Weiterentwicklung der meso- und mikroskaligen Windfeldmodelle und deren Kopplung
- Analyse der Windbedingungen in großen Höhen und im komplexen Gelände
- Weiterer Know-how-Aufbau zu Offshore Meteorologie und Ozeanographie für eine gezielte Auslegung der Anlagen und eine verbesserte Logistik
- Verbesserte Methoden zur Erkundung der Beschaffenheit der Baugrundes Offshore

■ Anlagentechnik, Design und Produktion

- Detaillierte Ermittlung design-relevanter Charakteristika der Wind- und Wetterbedingungen, insbesondere in großen Höhen im Binnenland, u. a. Turbulenzintensitäten und -spektren und Offshore inkl. der ozeanographischen Parameter und Korrelationen
- Weiterentwicklung fehlerträchtiger Komponenten, u. a. Getriebe, Lagerungen und Wechselrichter
- Größen- und Effizienzentwicklung von Strukturkomponenten inkl. neuer Materialien und Produktionstechniken, u. a. Gründungen, Turm und Rotorblätter
- Entwicklung neuer Technologien zur Reduktion der Turmkopfmassen, u. a. neue Generatorkonzepte
- Weiterentwicklung von Technologien für netz- und systemdienliche Betriebsweisen (Spannungs- und Frequenzregelung)
- Weiterentwicklung von Regelungskonzepten für Anlagen, Windparks und virtuelle Kraftwerke
- Weiterentwicklung des Designprozesses von WEA (Berücksichtigung realistischer Eingangswindfelder, verbesserte aerodynamische Berechnungsmethoden, probabilistische Lastrechnung, ...)

■ Errichtung, Betrieb und Instandhaltung

- Weiterentwicklung der Errichtungskonzepte sowie der O&M-Konzepte zur Reduktion der Energieentstehungskosten inkl. Logistik und Wetterabhängigkeit insbesondere auf See
- Entwicklung integrierter Überwachungssysteme, strukturierter und automatisierter Datenmanagementsysteme
- Weiterentwicklung netzstützender Betriebsweisen wie Regelleistungs- und Blindleistungsbereitstellung unter Berücksichtigung der Anlagenverantwortung
- Entwicklung kostenoptimierter, präventiver Instandhaltungsstrategien
- Entwicklung von Fehlerfrüherkennungssystemen mit belastbarer Restnutzungsdauervorhersage

■ **Umweltauswirkungen und Akzeptanz**

- Weitere Untersuchung von Umweltbedingungen auf See
- Reduktion von Schallemissionen
- Untersuchung von Einfluss auf Mensch, Fauna und Flora (inkl. Beeinflussung der regionalen Meteorologie und Ozeanographie)
- Aktive Förderung der Akzeptanz durch Erläuterung von Zielen und Fakten

6 Meeresenergie

In der deutschen AWZ beträgt das Wellenpotenzial nur wenige TWh, was die Meeresenergie aus deutscher Sicht in erster Linie zu einem Markt für den Technologieexport macht. Da die Meeresenergie keine nennenswerten Beiträge zur deutschen Energiewende leisten kann, wird das Thema in einer kurzen Übersicht abgehandelt.

6.1 Beschreibung des Technologiefelds

Der Begriff Meeresenergie umfasst sehr verschiedene Ressourcen im Meer, die in unterschiedlichen Energieformen (mechanisch, thermisch und chemisch) auftreten.

- **Wellenenergie:** Eine Wasserwelle besteht aus einer sich in Ausbreitungsrichtung fortpflanzenden kreisförmigen Bewegung der Wasserteilchen. Die Umwandlung der Wellenenergie erfolgt mit sehr unterschiedlichen technologischen Ansätzen, die teilweise nur kinetische Energie, nur potenzielle Energie oder beides nutzen. Im Fokus stehen vor allem Wellen, die durch Wind erzeugt werden und in den Ozeanen und Meeren praktisch auf dem gesamten Globus vorkommen. Dementsprechend hoch ist das theoretische Potenzial weltweit.
- **Strömungsenergie:** Der wichtigste Antrieb für Meeresströmungen sind die Gravitationskräfte von Mond und Sonne, die in Kombination mit den Umlaufbahnen von Mond und Erde sowie der Erdrotation zu zyklischen Bewegungen der Wasserkörper, den Gezeiten, führen. Diese Strömungen werden von weiteren Effekten wie z. B. der Corioliskraft sowie thermischen Ausgleichsströmungen beeinflusst, was weltweit zu sehr unterschiedlichen Ausprägungen von Gezeiten- und Meeresströmungen führt. Wo die Strömungen auf Küsten bzw. Meerengen und Untiefen treffen, können hohe Strömungsgeschwindigkeiten entstehen, die für eine technische Nutzung durch Turbinen relevant sind. Diese Voraussetzungen führen dazu, dass für die technische Nutzung relevante Strömungen im Gegensatz zur Wellenenergie räumlich nur sehr begrenzt auftreten.
- **Tidenhub:** Auch der Tidenhub wird durch die Gezeiten verursacht. An geeigneten Küstenabschnitten variiert der Wasserspiegel zwischen Ebbe und Flut um bis zu 15 Meter. Durch die Errichtung einer Sperrmauer in einer Bucht oder durch eine künstliche Lagune kann ein Aufstau erzeugt werden, der die unterschiedlichen Wasserspiegel als Fallhöhe für Wasserturbinen nutzbar macht. Weltweit sind zahlreiche Standorte an Küsten bekannt, die allerdings ein im Verhältnis zu den anderen Formen der Meeresenergie nur ein relativ geringes theoretisches Potenzial darstellen. Wegen der technischen Nähe zu konventionellen Wasserkraftwerken, wird diese Energieform von einigen Organisationen zur Wasserkraft gezählt.
- **Temperaturgradient:** Die solare Einstrahlung erwärmt vor allem um den Äquator die Wasseroberfläche. Dadurch entsteht ein Temperaturgradient von $> 20\text{ K}$ gegenüber den kalten Wasserschichten in großer Tiefe, der als Antrieb für einen Dampfprozess zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Die Kombination von warmem Oberflächenwasser und ausreichender Wassertiefe findet sich über große Flächen der Ozeane und stellt damit ein sehr großes theoretisches Potenzial zur Stromerzeugung dar. Darüber hinaus kann Meerwasser auch thermisch – als Wärmequelle oder -senke – zum Heizen oder Kühlen genutzt werden.
- **Salzgradient:** An den Mündungen großer Flüsse trifft Süßwasser mit einem Salzgehalt von unter 1 g/kg auf Salzwasser mit einem Gehalt von im Mittel 35 g/kg .

Diese Differenz der Salzkonzentrationen entspricht einer chemischen Potenzialdifferenz bzw. einem osmotischen Druck von ca. 28 bar. Durch den Einsatz von semipermeablen Membranen lässt sich technisch ein Druck aufbauen, der den Salzgradienten zur Stromerzeugung nutzbar macht. Relevant für die Nutzung dieses Potenzials sind Flussmündungen mit ausreichender Verfügbarkeit großer Süßwassermengen und der Zugang zu Salzwasser.

6.2 Potenziale

Die Unsicherheiten bei der Bestimmung der Ressourcen und die Vielfalt der technologischen Ansätze bedingen eine große Bandbreite bei den technischen Potenzialen. Der IPCC-SRREN Bericht von 2011 gibt einen Bereich zwischen 7 und 331 EJ/a (1.900-92.000 TWh) an. Für Europa liegen die Potenzialschätzungen für Wellenenergie bei 1.000-1.500 TWh/a und für Meeresströmungen bei etwa 150 TWh/a. Die wesentlichen Potenziale finden sich entlang der europäischen Atlantikküste (European Commission). In der deutschen AWZ beträgt das Wellenpotenzial nur wenige TWh, was die Meeresenergie aus deutscher Sicht in erster Linie zu einem Markt für den Technologieexport macht.

6.3 Marktentwicklung

Mit einer installierten Leistung von rund 550 MW weltweit weisen zurzeit vor allem die Gezeitenkraftwerke zur Nutzung des Tidenhubs relevante Kapazitäten auf. In Europa sind demgegenüber bisher nur wenige Wellenenergie- und Meeresströmungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von knapp 30 MW installiert worden.

Das IEA Programm zur technologischen Zusammenarbeit für Meeresenergie OES erwartet auf Basis der IEA-Modelle (IEA 2016b) bis 2050 eine installierte Leistung von rund 300 GW (Ocean Energy Systems TCP 2017) und ein Investitionsvolumen von 35 Milliarden Dollar jährlich. In Europa befinden sich zurzeit rund 33 MW im Bau, insgesamt ist eine Kapazität von rund 100 MW in Projekten vor allem in Großbritannien genehmigt, für weitere 330 MW liegen europaweit Anträge vor. Die gesamte Kapazität der für Europa identifizierten Projekte in Planung liegt bei rund 1,9 GW.

Die Investitionen für Meeresenergieanlagen sind mit spezifischen Kosten zwischen 5 und 15 M€/MW aktuell noch sehr hoch. Ab einer kumulierten Kapazität von rund 100 MW werden Stromgestehungskosten (LCOE) von 200 €/MWh erwartet, langfristig etwa 100 €/MWh. (Ocean Energy Systems TCP 2017).

6.4 F&E Empfehlungen

Der Schwerpunkt der internationalen F&E Aktivitäten liegt auf der Skalierung der Anlagen und Erhöhung der Zuverlässigkeit sowie weiterer Ansätze zur Kostenreduktion durch verbesserte Konzepte, Komponenten und Installationsmethoden sowie Reduzierung des Wartungsaufwandes (Ocean Energy Systems TCP 2017). Die wichtigsten Meilensteine sind kurzfristig die erfolgreiche Realisierung und ein zuverlässiger Betrieb erster Anlagenparks mit Meeresströmungsturbinen und Wellenenergiekonvertern.

Literaturverzeichnis

- Akbari, N.; Irawan, C. A.; Jones, D. F.; Menachof, D. (2017): A multi-criteria port suitability assessment for developments in the offshore wind industry. *Renewable Energy* 102 (2017) 118–133.
- AMSC (2017): amsc Windtec Solutions.
http://www.ams.com/windtec/turbine_designs-licenses.html. Letzter Zugriff: 30.03.2017.
- BDEW (2015): Grundlagenpapier Primärenergiefaktoren. Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BMWi (2016a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015.
- BMWi (2016b): Forschungsjahrbuch Energie 2015. Forschungsberichte im Überblick. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
www.forschungsjahrbuch-energie.de. Letzter Zugriff: 19.04.2017.
- BWE (2015): Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland. Studie. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/aktorsstrukturen-von-windenergieprojekten-deutschland/20150218_studie_aktorsvielfalt_final.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- BWE (2016): BWE Branchenreport Windindustrie in Deutschland. Berlin: Bundesverband WindEnergie e. V.
- Byars, R.; Miller, W.: Twelve to 21-MW turbines are possible and with today's components. <http://www.windpowerengineering.com/design/twelve-21-mw-turbines-possible-todays-components/>. Letzter Zugriff: 30.03.2017.
- CenTouris (2012): Akzeptanz von Windenergieanlagen in deutschen Mittelgebirgen. Passau: Centrum für marktorientierte Tourismusforschung der Universität Passau. https://www.ihk-kassel.de/solva_docs/Studie_akzeptanz_windenergie.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- DERA (2014): DERA-Rohstoffliste 2014. Angebotskonzentration bei mineralischen Rohstoffen und Zwischenprodukten – potenzielle Preis- und Lieferrisiken. Berlin: DERA - Deutsche Rohstoffagentur in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-24.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Letzter Zugriff: 08.06.2017.
- DLR (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

- und Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- DNR (2012): Grundlagenarbeit für eine Informationskampagne. Umwelt- und naturverträgliche Windenergienutzung in Deutschland (Onshore) - Analyseteil.
Lehrte: Deutscher Naturschutzring (DNR).
- EAWC (2016): Long-term research challenges in wind energy. A research agenda by the European Academy of Wind Energy. *Wind Energ. Sci.* 1 (1) 1–39.
- EEG (2017): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. EEG 2017.
- ETIP Wind (2016): Strategic research and innovation agenda 2016. Brüssel: European Technology & Innovation Platform on Wind Energy.
- European Commission (Hg.): Study on Lessons for Ocean Energy Development. Online verfügbar unter <http://ec.europa.eu/research/energy/index.cfm>. Letzter Zugriff: 15.08.2017.
- forsa (2016): Bürgerbefragung Öffentlicher Dienst. Einschätzungen, Erfahrungen und Erwartungen. Berlin: Bundesleitung des dbb Beamtenbund und Tarifunion.
- ForWind (2017): Forschungsverbund Windenergie: ForWind – Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg, Hannover und Bremen.
www.forschungsverbund-windenergie.de. Letzter Zugriff: 13.04.2017.
- Fürstenwerth, D.; Praetorius, B.; Redl, C. (2014): Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen? Berlin: Agora Energiewende.
- GE (2014): GE Energieerzeugung. Unser Service für maximalen Energieertrag.
https://www.gerenewableenergy.com/content/dam/gepower-renewables/global/de_de/documents/Download_RZ_150127_GE_WindServices_Bro_210x297mm_ANSICHT_ES.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- Global Tech I (2017): Global Tech 1 Offshore Windpark: Global Tech I Offshore Wind GmbH. <http://www.globaltechone.de/windpark/chronologie/>, zuletzt aktualisiert am 30.03.2017.
- Greenpeace International et al. (2015): energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook. Amsterdam: Greenpeace International, Global Wind Energy Council und SolarPowerEurope.
- GTAI (2017): Wind-Industrie (Germany Trade and Invest GmbH).
<http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Invest/Industries/Energy-environment-resources/wind.html?view=renderPdf>. Letzter Zugriff: 29.03.2017.
- Hirschl, B.; Heinbach, K.; Prahl, A.; Salecki, S.; Schröder, A.; Aretz, A.; Weiß, J. (2015): Wertschöpfung durch erneuerbare Energien. Ermittlung der Effekte

auf Länder- und Bundesebene. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung Berlin (Schriftenreihe des IÖW, 210).

Hofmann, M. (2011): A Review of Decision Support Models for Offshore Wind Farms with an Emphasis on Operation and Maintenance Strategies. Wind Engineering 35 (1).

IEA (2012): IEA Wind Task 26. The Past and Future Cost of Wind Energy, Work Package 2. Denver, USA: International Energy Agency (IEA).
https://www.ieawind.org/index_page_postings/WP2_task26.pdf. Letzter Zugriff: 09.06.2017.

IEA (2016a): Detailed Country RD&D Budgets. Germany. International Energy Agency - Data Services (Energy Technology RD&D (2016 edition)).
<http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx>. Letzter Zugriff: 20.04.2017.

IEA (2016b): Energy Technology Perspectives 2016. Towards Sustainable Urban Energy Systems. Paris: International Energy Agency (IEA).
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyTechnologyPerspectives2016_ExecutiveSummary_EnglishVersion.pdf. Letzter Zugriff: 09.06.2017.

IEA (2016c): World Energy Outlook 2016. Executive Summary - English version. Paris: International Energy Agency (IEA).

IEA Wind (2013): IEA Long Term Research Development Needs for Wind Energy for the Time Frame 2012 to 2030. Paris: IEA Wind Executive Committee.

ifo Institut (2017): Auswertung der Online-Umfrage unter den BMWi-Forschungsnetzwerken vom April 2017, Teilbereich TF_Energiewende. München.

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Offshore (2017).
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpremie/Online-Hochrechnung-Wind-Offshore>, zuletzt aktualisiert am 30.03.2017.

ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf. Letzter Zugriff: 09.06.2017.

IWES (2012): Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe. Abschnitt Windenergie. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).

IWES (2014a): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.

- IWES (2014b): Testzentrum Tragstrukturen. Optimierung von Designs und Bauverfahrenstechniken. Hannover: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
http://www.windenergie.iwes.fraunhofer.de/content/dam/windenergie/de/documents/DE_IWES_Tragstrukturen_30_okt2014.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- IWES (2015): Dynamic Nacelle Testing Laboratory (DyNaLab): Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
<http://www.windenergie.iwes.fraunhofer.de/de/testzentren-und-messungen/gondelpruefung.html>, zuletzt aktualisiert am 08.06.2017.
- IWES (2017a): Windenergiereport Deutschland 2016. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
<http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-445609.html>. Letzter Zugriff: 14.06.2017.
- IWES (2017b): Windmonitor - Entwicklung der installierten Windleistung (on- und offshore): Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/1_wind-im-strommix/1_energiewende-in-deutschland/5_Ausbau_der_Windenergie/. Letzter Zugriff: 28.03.2017.
- Koschinski, S.; Lüdemann, K. (2012): Schallminimierung beim Bau von Offshore-Windparks.
https://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/meeresundkuestenschutz/downloads/Fachtagungen/Schallschutz-Bau-Windparks-2012/06_Koschinski_Luedemann.pdf. Letzter Zugriff: 30.03.2017.
- Mattes, A. (2014): Die ökonomische Bedeutung der Windenergiebranche. Windenergie an Land in Deutschland und in Nordrhein-Westfalen. Berlin: DIW Econ GmbH. https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/die-oekonomische-bedeutung-der-windenergiebranche-nordrhein-westfalen/20140628_diw_econ_oekonomische_bedeutung_windenergie_d_und_nrw.pdf. Letzter Zugriff 10.04.2017.
- Moss, R. L.; Tzimas, E.; Kara, H.; Willis, P.; Kooroshy, J. (2011): Critical metals in strategic energy technologies. Assessing rare metals as supply-chain bottlenecks in low-carbon energy technologies. Luxembourg: Institute for Energy and Transport (JRC).
https://setis.ec.europa.eu/system/files/CriticalMetalsinStrategicEnergyTechnologies-def_o.pdf. Letzter Zugriff: 11.01.2017.
- Moss, R.; Willis, P.; Tercero, E. L.; Tzimas, E.; Arendorf, J.; Thompson, P.; et al. (2013): Critical metals in the path towards the decarbonisation of the EU energy sector. Assessing rare metals as supply-chain bottlenecks in low-carbon energy technologies. Luxembourg: Institute for Energy and Transport (JRC).
http://www.oakdenhollins.com/media/308/Critical_Metals_Decarbonisation.pdf. Letzter Zugriff: 08.06.2017.

- Ocean Energy Systems TCP (Hg.) (2017): An International Vision for Ocean Energy, Technology Collaboration Programme for Ocean Energy Systems. Online verfügbar unter www.ocean-energy-systems.org. Letzter Zugriff: 15.08.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- O'Sullivan, M.; Edler, D.; Lehr, U. (2016): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Forschungsvorhaben 21/15: Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende (2016).
- Pietrowicz, M.; Quentin, J. (2015): Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. Berlin: Fachagentur Windenergie an Land. http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Dauer_und_Kosten_Windenergieprojektierung_01-2015.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- Prognos AG; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte. Energiereferenzprognose. Endbericht. Basel / Köln / Osnabrück: Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH (GWS).
- Projekträger Jülich (2017): EnArgus. Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung: Projekträger Jülich. <https://www.enargus.de/>. Letzter Zugriff: 29.03.2017.
- Rodrigues, S.; Restrepo, C.; Kontos, E.; Teixeira Pinto, R.; Bauer, P. (2015): Trends of offshore wind projects. Renewable and Sustainable Energy Reviews 49 (2015) 1114–1135.
- RWTH Aachen (2017): Center for Windpower Drives (CWD): RWTH Aachen. <https://www.cwd.rwth-aachen.de/home/>, zuletzt aktualisiert am 08.06.2017.
- Siemens (2016): Presentation: Merger of Siemens Wind Power with Gamesa: Siemens AG. <https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2016/corporate/2016-06-telefonkonferenz/presentation-merger-siemens-gamesa.pdf>, zuletzt aktualisiert am 10.04.2017.
- TPWind (2014): Strategic Research Agenda / Market Deployment Strategy: European Wind Energy Technology Platform. http://www.windplatform.eu/fileadmin/ewetp_docs/Documents/reports/TPWind_SRA.pdf. Letzter Zugriff: 08.06.2017.
- UBA (2013a): Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionssznarien bis zum Jahr 2030. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).

- UBA (2013b): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf.
Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- ÜNB (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin / Dortmund / Bayreuth / Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH.
- Universität Stuttgart: WindForS – Windenergie-Forschungscluster.
<http://www.windfors.de>. Letzter Zugriff: 11.04.2017.
- van de Pieterman, R. P.; Braam, H.; Obdam, T. S.; Rademakers, L. W. M. M.; van de Zee, T. J. J. (2011): Optimisation of maintenance strategies for offshore wind farms. A case study performed with the OMCE-A case study performed with the OMCE Calculator. Proceedings of the Offshore 2011 conference, Amsterdam.
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
<https://www.energietechnologien2050.de>
- World Energy Council (2016): World Energy Scenarios 2016. The grand transition. London: World Energy Council. https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-Report.pdf.
Letzter Zugriff: 11.04.2017.
- Wüstenhagen, R.; Wolsink, M.; Bürer, M. J. (2007): Social acceptance of renewable energy innovation. An introduction to the concept. Energy Policy 35 (5) 2683–2691.

Technologiebericht

1.7 Umweltwärme

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Sebastian Herkel

Marek Miara

Peter Schossig

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Herkel, S.; Miara, M.; Schossig, P. (2018): Technologiebericht 1.7 Umweltwärme. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Sebastian Herkel

Tel.: +49 761 / 4588 – 5117

Fax: +49 761 / 4588 – 9117

E-Mail: sebastian.herkel@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme

Heidenhofstr. 2

79110 Freiburg

Review durch:

Bernd Krautkremer (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	369
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	370
Tabellenverzeichnis	371
Zusammenfassung (Steckbrief)	374
1 Beschreibung des Technologiefeldes	376
1.1 Wärmequellen und -senken: Umweltwärme	376
1.1.1 Luft	376
1.1.2 Oberflächennahe Geothermie	376
1.1.3 Abwärmennutzung	377
1.2 Wärmepumpen	377
1.3 Kälteerzeugung	378
1.4 Systemintegration	379
2 Stand F&E in Deutschland	381
2.1 Entwicklungs- und Forschungsschwerpunkte	381
2.2 Erschließung von Umweltwärme	381
2.3 Wärmepumpen und Kältemaschinen	382
2.4 Systemintegration, Qualitätssicherung und Low-Ex-Systeme	382
3 Relevanz öffentlicher Förderung	383
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	383
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	384
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	388
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	388
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	394
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	397
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	398
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	399
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	399
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	402
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	403
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	404
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	405
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	406
5.1 F&E-Empfehlung Erschließung Umweltquellen	406
5.2 F&E-Empfehlung Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen	407
5.3 F&E-Empfehlung Sorptionswärmepumpen und -kältemaschinen	408
5.4 F&E-Empfehlung Systemintegration	408
Literaturverzeichnis	410

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
WP	Wärmepumpe
JAZ	Jahresarbeitszahl
COP	Coefficient of Performance

Einheiten und Symbole


%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten von Kompressionswärmepumpen -----	378
Tab. 1-2	Techno-ökonomische Kenndaten von Sorptionswärmepumpen -----	378
Tab. 1-3	Verfahren zur Kälteerzeugung-----	379
Tab. 2-1	Öffentliche F&E-Projekte in Deutschland für Umweltenergienutzung von 1970-2019-----	381
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien im Technologiefeld Umweltenergie-----	383
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Umweltwärme-----	384
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologieerschließung Umweltwärme-----	385
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologie Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen-----	386
Tab. 3-5	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologie Sorptionssysteme-----	386
Tab. 3-6	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologie Systemintegration-----	387
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Technologie Kompressionswärmepumpen (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	389
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für die Technologie Wärmepumpen (Summe neu installierte Leistung je Dekade einschl. Ersatzinstallation)-----	389
Tab. 4-3	Bandbreite des internationalen globalen Technologieeinsatzes für die Technologie Kompressionskältemaschinen (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	390
Tab. 4-4	Analyse des globalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionskälte (Summe neu installierte Leistung je Dekade einschl. Ersatzinstallation)-----	390
Tab. 4-5	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Kompressionswärmepumpe (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	391
Tab. 4-6	Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionswärmepumpe (Summe neu installierte Leistung je Dekade einschl. Ersatzinstallation)-----	391
Tab. 4-7	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Kompressionskältemaschine (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	392
Tab. 4-8	Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionskälte (Summe neu installierte Leistung je Dekade einschl. Ersatzinstallation)-----	392
Tab. 4-9	Hochrechnung des internationalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionswärme und -kälte (Kosten neu installierte Leistung im Bezugsjahr einschl. Ersatzinstallation in Preisen 2015)-----	393
Tab. 4-10	Hochrechnung des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionswärmepumpe (Kosten neu installierte Leistung im Bezugsjahr einschl. Ersatzinstallation in Preisen 2015)-----	393
Tab. 4-11	Wachstumsraten der Technologie Wärmepumpe der unterschiedlichen globalen und nationalen Szenarien als CAGR dargestellt-----	394
Tab. 4-12	Wachstumsraten der Technologie Kompressionskälte der unterschiedlichen globalen und nationalen Szenarien als CAGR dargestellt -----	394

Tab. 4-13	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung von Umweltwärme mittels Wärmepumpen weltweit im Vergleich zum Referenzfall 6 °C bzw. zum 2 °C-Szenario.-----	395
Tab. 4-14	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung von Umweltwärme durch Kompressionswärmepumpen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	395
Tab. 4-15	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung von Umweltwärme mittels Kältemaschinen weltweit im Vergleich zum Referenzfall 6 °C-Szenario (nur Einsparungen durch Änderung des Strom-Mixes).-----	396
Tab. 4-16	Fluorierte Kohlenwasserstoffe, die jährlich durch F&E und Umstellung auf andere Kältemittel in der Technologie Kompressionswärmepumpen und Kältemaschinen vermieden werden -----	397
Tab. 4-17	Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Umweltwärme -----	397
Tab. 4-18	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz (nicht-erneuerbarer Anteil) durch Einsatz von Wärmepumpen in Deutschland im Vergleich zur Referenz fossile Kessel-----	398
Tab. 4-19	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch Technologie Kompressionswärmepumpen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr; für alle installierten Anlagen im Jahr) -----	399
Tab. 4-20	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Umweltenergienutzung-----	400
Tab. 4-21	Öffentliche F&E-Förderung in Deutschland für Umweltenergienutzung von 1970-2019-----	401
Tab. 4-22	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Umweltenergie – Input-Orientierung -----	402
Tab. 4-23	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologien zur Erschließung Umweltquellen-----	403
Tab. 4-24	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologie oberflächennahe Geothermie -----	403
Tab. 4-25	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologie Kompressionswärmepumpen -----	404
Tab. 4-26	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologie Sorptionswärmepumpen-----	404
Tab. 4-27	Abhängigkeit von Infrastrukturen-----	404

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.7 Umweltwärme			 Fraunhofer ISE				
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf							
Beschreibung des Technologiefeldes							
Umweltwärme bestehend aus 4 Technologien: – Technologie T1: Oberflächennahe Geothermie und Erschließung von Luft – Technologie T2: elektrische Wärmepumpen und Kälteerzeuger mit Komponenten Kältemittelkreis, Verdichter – Technologie T3: Gas-Sorptionswärmepumpen – Technologie T4: Systemintegration							
TRL-Level: Oberflächennahe Geothermie TRL 8-9, elektrische Kompressionswärmepumpen TRL 5-9; Sorptionswärmepumpen TRL 3-9; Systemintegration TRL 5-9							
Kritische Komponenten und Systeme: Kältemittelkreis, Systemintegration, Umweltquellen							
Entwicklungsziele							
– Technologie T1: Neue Wärmeträgermittel, mitteltiefe Sonden, Reduktion der Lärmemissionen – Technologie T2: Umstellung auf Kältemittel mit geringem GWP, verringerte Geräuschentwicklung – Technologie T3: Verbesserung JAZ von 1,4 auf 1,6 bis 2025, Verringerung der Systemkosten – Technologie T4: Steigerung der Systemeffizienz auf eine JAZ > 4, Integration in das Energiesystem							
Technologie-Entwicklung							
		Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
El. WP	Jahresarbeitszahl	-	3-5	3-5	3,5-5,5	3,5-5,5	7
	Installierte Geräte	Mio. Anschlüsse	0,75	1,25-6.5	2,3-7,9	4,6-9,5	12,9
	Anteil FKW/HFKW mit hohem Global Warming Potenzial	-	>90 %		10 %		0 %
	Investition	€/kW	500-1.100	400-800	300-600	250-400	600
Gas-WP	Jahresarbeitszahl	-	1,4-1,6		1,7-1,8		160
	Installierte Geräte	Mio. Anschlüsse	<0,01	<0,01	1,0	3,6	3,3
	Investition	€/kW	2.080	1.800	1.400	1.050	800
Quellen: Eigene Darstellung, Palzer (2016), Emerson (2015), BWP (2015), IER (2014)							
F&E-Bedarf							
– Anpassung Komponenten an andere Kältemittel bei gleichzeitiger Steigerung der Effizienz – Optimierung Komponenten für verbesserte Akustik – Entwicklung hybrider Systeme mit verschiedenen Energieträgern, um Fuel-Switch zu ermöglichen – Demonstrationsvorhaben für Wärmepumpen großer Leistungsklasse, Integration in Wärmenetze – Systemintegration in übergeordnete Versorgungssysteme mit fluktuierenden Erzeugern (DSM-Fähigkeit)							

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
<ul style="list-style-type: none"> – Zentraler Beitrag zur Energiewende im Wärmesektor (17-27 Mio. t/a CO₂-äq 2030; 25-55 Mio. t/a CO₂-äq in 2050 Einsparung im Vergleich zu heutigem Wärmeerzeugermix) – Aktuelle Kältemittel sind für rund 2/3 der unter die F-Gas fallenden Emissionen verantwortlich.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Gegenüber Referenztechnologie hohe Einsparung von Primärenergie (190-270 PJ/a in 2030, 540-570 PJ/a in 2050)
Kosteneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Technologie Kompressionswärmepumpe nur noch geringe Kostensenkung möglich – Technologie Sorptionswärmepumpe hohes Kostensenkungspotenzial (Treiber: größere Produktion)
Inländische Wertschöpfung
<ul style="list-style-type: none"> – Marktanteil Kompressionswärmepumpen von 80-90 % in Deutschland und 15 % in Europa – hohe lokale Wertschöpfung (30-50 % Handwerksleistungen) – Inländische Wertschöpfung ansteigend von rund 1,0 Mrd. € auf 3,8 Mrd. €/a in 2030 – bei Kälteerzeugung Dominanz asiatischer Hersteller
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<ul style="list-style-type: none"> – Bzgl. Technologie Kompressionswärmepumpe und Sorptionswärmepumpe wettbewerbsfähig, dort auch hoher Anteil der wiss. Publikationen und der Patente aus Deutschland, bei direktverdampfenden Systemen Japan, Korea, China führend, Kältemittel wichtiger Trend – Trend bzgl. Technologie oberflächennahe Geothermie noch nicht absehbar
Gesellschaftliche Akzeptanz
<ul style="list-style-type: none"> – Risiko bei der Marktakzeptanz in Abhängigkeit der Differenz zwischen Strom und Gaspreis – Geringes Risiko für sozialpol. Akzeptanz – Hohes Risiko bei lokaler Akzeptanz (Erdsonden), da Umweltrisiken bestehen (Grundwasser) – Hohes Risiko der Akzeptanz aufgrund der Akustik im verdichteten Bestand
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
<ul style="list-style-type: none"> – Bzgl. elektrischer Wärmepumpen hohe Pfadabhängigkeit in Bezug auf Erneuerbaren Strom – Bei Gaswärmepumpen geringe Abhängigkeit
Abhängigkeit von Infrastrukturen
<ul style="list-style-type: none"> – Für elektrische Wärmepumpen müssen bestehende Infrastrukturen ausgebaut werden, insbesondere Wind- und PV-Kapazitäten sowie Stromnetze.
Systemkompatibilität
<ul style="list-style-type: none"> – Bei einem großen Bestand (hohe Durchdringung) an Wärmepumpen sind insbesondere Rückwirkungen auf das Stromnetz zu erwarten.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Das Technologiefeld Umweltwärme lässt sich in drei Systemebenen gliedern: Wärmesenken und -quellen, Energiewandler (Wärmepumpen und Kältemaschinen) sowie deren systemische Integration. Technologien zur Erschließung von Umweltwärme werden als Technologie T1, auf Kompression eines Kältemittels beruhende Wärmepumpen und -kältemaschinen als Technologie T2, auf Sorptionsprozessen beruhende Wärmepumpen und -kältemaschinen als Technologie T3 und technologische Aspekte der Systemintegration als Technologie T4 bezeichnet.

1.1 Wärmequellen und -senken: Umweltwärme

Unter Umweltwärme wird Wärme bzw. Kälte bezeichnet, die frei zur Verfügung steht und durch direkte Nutzung oder mittels Wärmetransformation zur Versorgung von Gebäuden oder industriellen Prozessen nutzbar gemacht wird. In diesem Kontext werden neben den natürlichen Wärmequellen Erdreich (oberflächennahe Geothermie, Tiefengeothermie), Gewässer und Luft auch die Abwärme aus Abwasser oder industriellen Prozessen als Umweltwärme bezeichnet. Im Folgenden werden die wichtigsten Methoden und Technologien zur Erschließung der Quellen beschrieben.

Die Tiefengeothermie wird gesondert in *Technologiefeld 1.2* behandelt.

1.1.1 Luft

Luft ist eine relativ leicht und kostengünstig erschließbare Wärme- und Kältequelle mit einem fast unendlichen Potenzial. Sie ist charakterisiert durch ihren stark saisonal ausgeprägten Temperaturverlauf, der zu etwas geringeren Carnot-Wirkungsgraden bei Nutzung mittels Wärmepumpen im Vergleich zu Quellen mit konstanten Temperaturen über das Jahr hinweg gesehen führt. Aufgrund der niedrigen Energiedichte müssen relativ große Volumenströme über Ventilatoren oder Rückkühlwerke gefördert werden, was zum einen den Hilfsenergieaufwand erhöht, zum anderen bei Aufstellung im Freien zu akustischen Beeinträchtigungen der Umgebung führen kann. Die Leistungsklassen der Außenlufteinheiten liegen in der Größe von wenigen kW bei Heizwärmepumpen bis zu einigen MW bei Rückkühlwerken. Letztere werden unterschieden zwischen trockenen und nassen Rückkühlwerken, bei letzteren wird noch die Verdunstungskälte von versprühtem Wasser genutzt. Zur energetischen Nutzung von Luft zählt auch die direkte Kühlung von Gebäuden mittels Nachtlüftung.

1.1.2 Oberflächennahe Geothermie

Die Temperaturen der oberflächennahen Geothermie folgen dem Jahresverlauf der Bodentemperatur, allerdings mit zunehmender Tiefe deutlich gedämpft und zeitlich verzögert. Ab einer Tiefe von ~3 m sind die Temperaturen saisonal relativ konstant und liegen 1-3 K über der mittleren Jahrestemperatur des Standortes. Die Erschließung von oberflächennaher Geothermie erfolgt im Wesentlichen durch die drei Bauformen Erdsonden mit einer Tiefe von in der Regel bis zu 100 m, durch Erdkollektoren mit einer Verlegung in einer Tiefe von rund 1,5 m sowie Saug- und Schluckbrunnen. Weitere Bauformen sind die sogenannte Kalte Fernwärme, bei der z. B. Wärme aus einem Saug-Schluckbrunnen über eine Ringleitung verteilt wird oder die

Nutzung von Wärme aus stehenden oder fließenden Gewässern mittels Wärmetauscher erfolgt.

1.1.3 Abwärmenutzung

Die dritte wesentliche Wärmequelle ist Abwärme aus anthropogenen Quellen. Dazu gehören die Nutzung von Abwasser, Abwärme aus Fertigungsprozessen und Lüftungsabwärme, die mittels Wärmerückgewinnung dem Gebäude wieder zugeführt wird. Die Leistungsfähigkeit dieser Quellen ist durch die zur Verfügung stehenden Temperaturniveaus, die Größe und Qualität der Wärmetauscher sowie durch die dauerhafte und kontinuierliche Verfügbarkeit dieser Quellen bestimmt.

1.2 Wärmepumpen

Da in der Regel die zur Verfügung stehenden Temperaturniveaus nicht zur Versorgungsaufgabe Raumwärme, Wärme zur Warmwasserbereitung und Prozesswärme passen, liegt die technologische Herausforderung bei der Nutzung von Umweltwärme in der Erschließung der Quellen durch Wärmetransformation, in der Regel durch eine Wärmepumpe.

Wärmepumpen sind eine seit vielen Jahrzehnten bekannte Technologie zur Wärmeversorgung, bei der in einem thermodynamischen Kreislaufprozess Umgebungswärme von einem niedrigen Temperaturniveau auf typischerweise 30 bis 70 °C (bei Raumwärme), 65 °C (Trinkwasser) oder >90 °C (Prozesswärme) gehoben wird. Als Umweltquellen werden vor allem das Erdreich (Sole/Wasser-Wärmepumpen) und die Außenluft (Luft/Wasser-Wärmepumpen) verwendet.

Technologisch werden bei elektrisch oder motorisch angetriebenen Wärmepumpen im kleinen Leistungsbereich in der Regel Scroll-Verdichter sowie regelbare elektronische Expansionsventile verwendet. Bei größeren Wärmepumpen werden auch Hubkolbenverdichter und Turboverdichter eingesetzt. Als Kältemittel werden R134a für Brauchwasserwärmepumpen und vielfach noch R407c eingesetzt. Aktuell setzen sich R410a und R32 als Kältemittel bei Neuanlagen durch sowie weitere Gemische. R717 wird bei großen WP bereits länger eingesetzt. Für die weitere Zukunft sind natürliche Kältemittel mit noch geringerem GWP eine Option.

Bei thermisch oder direkt brennstoffbefeuelten Wärmepumpen kommen üblicherweise Sorptionsprozesse zum Einsatz, ähnlich den Prozessen zur thermischen Kälteerzeugung. Unterschieden wird hier zwischen Feststoffsorption (Adsorption) und Flüssigsorption (Absorption). Beide Technologien mit ihren unterschiedlichen Charakteristika finden sich in auf dem Markt befindlichen Produkten sowie in der Entwicklung.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten von Kompressionswärmepumpen

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Jahresarbeitszahl	-	3-5	3-5	3,5-5,5	3,5-5,5	3,5-6
Installierte Geräte	Mio. Anschlüsse	0,75	1,25-6.5	2,3-7,9	4,6-9,5	6,2-12,0
Anteil FKW/HFKW mit hohem Global Warming Potenzial	%	>90		10		0
Investition	€/kW	500-1.100	400-800	300-600	250-400	200-250

Quelle: Eigene Darstellung, Palzer (2016), Ferrari (2015), BWP (2015), IER (2014)

Die Szenarien für die Entwicklung der installierten Wärmepumpenheizgeräte variieren je nach Szenario sehr stark. Von den rund 25 Mio. Wärmerzeugern in Deutschland sind derzeit 750 Tsd. elektrische Wärmepumpen. Ihr Anteil wird bis 2050 auf 25-50 % ansteigen, einzelne Szenarien sehen sogar einen noch höheren Anteil.

Die in Tab. 1-1 dargestellten Kosten beziehen sich auf die Kosten der Wärmepumpen im kleinen Leistungsbereich bis 12 kW ohne Installationskosten im deutschen Markt. Die Kosten für diese Geräteklasse liegen bereits heute in den Niederlanden und Italien bei 500-600 EUR/kW. Für größere Leistungsklassen liegen die Kosten bei rund 200 EUR/kWp und sind damit vergleichbar mit den Kosten von großen Kompressionskältemaschinen (IER 2014).

Tab. 1-2 Techno-ökonomische Kenndaten von Sorptionswärmepumpen

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Jahresarbeitszahl	-	1,4-1,6		1,7-1,8		2,0
Installierte Geräte	Mio. Anschlüsse	<0,01	<0,01	1,0	3,6	3,3
Investition	€/kW	2.080	1.800	1.400	1.050	800

Quelle: Eigene Darstellung, Palzer (2016)

Die Anzahl der installierten Sorptionswärmepumpen ist bisher sehr gering, daher sind die Anteile der Sorptionswärmepumpen auf Basis der techno-ökonomischen Studie angegeben, die diese Technologie berücksichtigt (Palzer 2016). Die Investitionskosten und deren Entwicklung wurden auf Basis von Experteninterviews ermittelt (Tab. 1-2).

1.3 Kälteerzeugung

Kälteerzeugung lässt sich grundsätzlich durch ihre Anwendung und das Temperaturniveau in zwei Kategorien unterteilen: *Klimakälte* und *Prozesskälte*. Während Prozesskälte in der Industrie zur Produktion oder Konservierung verderblicher Waren eingesetzt wird, dient Klimakälte fast ausschließlich der Erhöhung des menschlichen Komforts in einem Gebäude. Ein weiterer Schwerpunkt ist die Bereitstellung von Kälte für IT- und Kommunikationsinfrastrukturen.

In der Gebäudeklimatisierung können natürliche Kältequellen wie die Nachtluft und das Erdreich genutzt werden. (Klima-)Kälte muss deshalb zwingend im Zusammenhang mit der Kälteerzeugung, der Kältespeicherung, dem Kältetransport und der Erschließung natürlicher Kältequellen gesehen werden. Die Kälteerzeugung lässt sich nach der aufgewendeten Energie unterteilen in elektrische Kälteerzeuger und thermische Kälteerzeuger. Zu den elektrischen Kälteerzeugern werden hier ebenfalls Methoden gezählt, die in der Realität durch elektrischen Strom gespeist werden, aber physikalisch betrachtet auf anderen (z. B. mechanischen oder magnetischen) Effekten beruhen. Bei der thermischen Kälteerzeugung wird Wärme genutzt, um Kälte zu erzeugen. Die gängigsten Wärmequellen sind Abwärme, KWK, thermische Solaranlagen sowie die Direktbefeuerung. Da Wärme weniger Arbeitsfähigkeit besitzt als elektrischer Strom, kommt es hier zu niedrigeren Leistungszahlen.

Ab- und Adsorptionskältemaschinen beruhen auf dem Effekt der Siedetemperaturerhöhung eines Kältemittels durch einen Sorbenten. Der elektrische Verdichter einer Kompressionskältemaschine wird durch einen thermischen Verdichter ersetzt. Das Kältemittel wird dort aus dem Verdampfer kommend sorbiert und dann unter Wärmezufuhr auf einem höheren Druckniveau wieder deskribiert. Der deskribierte Sorbent kann anschließend wieder zur Sorption und damit zur Kälteerzeugung genutzt werden. Der restliche Prozess entspricht dem einer Kompressionskältemaschine. Tab. 1-3 gibt einen Überblick über die wichtigsten Verfahren zur Erzeugung von Kälte.

Tab. 1-3 Verfahren zur Kälteerzeugung

Elektrisch angetriebene Kältemaschinen	
Kompressionskältemaschinen	Kompressionskältemaschinen bestehen in ihrer einfachsten Ausführung aus vier Elementen: zwei Wärmeübertragern (Verdampfer und Kondensator), einem Verdichter und einem Expansionsventil. Ein dampfförmiges Kältemittel wird vom Verdichter komprimiert, anschließend unter Wärmeabgabe im Kondensator abgekühlt und verflüssigt. Nach dem Durchströmen eines Expansionsventils gelangt das Kältemittel in den Verdampfer, wo es unter Wärmeaufnahme (Kälteerzeugung) verdampft.
Thermische Kälteverfahren	
Flüssigsorption (Absorption)	Das effizienteste Arbeitspaar ist Wasser/Lithiumbromid (eigentlich Wasser/wässrige Lithiumbromidlösung). Erstgenanntes ist das Kältemittel, Zweitgenanntes der Sorbent. Durch den Einsatz von Wasser als Kältemittel ist die Anwendung auf den Einsatz von Temperaturen bis um 0 °C beschränkt. Diese Anwendung eignet sich also nur zur Klimakälteerzeugung. Als weiteres Stoffpaar hat sich Ammoniak/Wasser etabliert. Hier können Temperaturen weit unter 0 °C erreicht werden, dafür müssen aber höhere Antriebstemperaturen und eine niedrigere Leistungszahl in Kauf genommen werden.
Feststoffsorption (Adsorption, Absorption)	Feststoffsorptionskältemaschinen sind noch nicht so etabliert wie Flüssigsorptionskältemaschinen. Da hier noch kein geeignetes Verfahren zur Wärmerückgewinnung beim Wechsel von Desorption und Sorption gefunden wurde, werden hier im Allgemeinen ebenfalls schlechtere Leistungszahlen erreicht als bei Wasser/Lithiumbromid. Hier wird noch viel im Bereich der Materialsuche geforscht. Zum Einsatz kommt bisher Wasser/Silikagel und Wasser/Zeolith zur Erzeugung von Klimakälte und Ammoniak/Aktivkohle bzw. Methanol/Aktivkohle mit dem Potenzial zur Prozesskälte.

Quelle: Eigene Darstellung

1.4 Systemintegration

Mit zunehmendem Anteil regenerativen Stromes im Gesamtenergiesystem nimmt auch die Bedeutung der Wärmepumpentechnologie zu. Einerseits verbessert sich ih-

re Effizienz und Umweltbilanz für das Gesamtsystem mit zunehmendem Anteil an Strom aus Erneuerbaren Quellen, andererseits nimmt auch ihre Bedeutung als Element zur Sektorenkopplung und zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu.

Aktuell ist noch nicht genau abzusehen, inwieweit Aufgaben der Systemdienstleistungen auf stark dezentrale, kleinere Systeme im Endanwenderbereich oder auf zentralere Großsysteme im eher industriellen Bereich verteilt werden. Die vorhandenen wissenschaftlichen Studien kommen hier zu unterschiedlichen Ergebnissen, was zum Teil an den getroffenen Randbedingungen und am gewählten Modellierungsansatz liegt (IWES 2015; Quaschnig 2013).

Aufgrund der technologischen Unterschiede hinsichtlich erzielbarer Leistungszahlen, spezifischer Investitionskosten, aber auch der maximalen Temperaturniveaus haben beide Varianten ihre Berechtigung und versprechen relevante Anwendungsfelder zu finden.

Derzeit dominiert eindeutig der Anwendungsfall der kleinen, dezentralen Systeme. Diese werden jedoch gemäß der heute geltenden Randbedingungen mit nur kleinen oder gar keinen Pufferspeichern installiert, da sie im Normalfall ihre Betriebszeiten nicht am Strommarkt orientieren. Könnte man die Speicher noch nachrüsten, so stellt die gewählte Leistung für den Fall einer späteren Orientierung der Betriebsweise am Strommarkt eine nur schwer zu überwindende Hürde dar, weil sie zur Abnahme von Stromspitzen nicht ausreichend ist. Somit stellen Wärmepumpensysteme, die heute unter solchen Randbedingungen installiert werden, eine künftig nur schwer integrierbare Residuallast dar.

Große Wärmepumpen steuern derzeit einen deutlich geringeren Anteil bei. Sie sind aber aufgrund höherer erzielbarer Temperaturen eine interessante Option im industriellen Bereich. Ihr deutlich geringerer spezifischer Investitionsbedarf und ihre höhere Mindestleistung machen sie vor allem im Wärmenetz und Quartiersbereich interessant, wo sie auch in Kombination mit KWK betrieben werden können.

Für beide Varianten gilt aber gleichermaßen, dass ein wesentliches Element einer künftigen Nutzung eine sinnvolle Systemintegration ist. Nur hiermit kann der erwünschte systemdienliche Effekt gleichwohl im Wärme- wie auch im Stromsektor erzielt werden.

Ein wichtiger Treiber im aktuellen Marktumfeld ist die Kopplung von PV-Batteriesystemen mit Wärmepumpen. In diesen Konzepten werden die Wärmepumpen als teilweise steuerbare Last eingesetzt, um die unter aktuellen energiewirtschaftlichen Bedingungen optimale Erlösstruktur zu erreichen und einen möglichst hohen Anteil an lokal erzeugtem Strom direkt zu verbrauchen. Neben diesen wirtschaftlichen Anreizen besteht durch diese dezentralen Technologien zukünftig ein guter Ansatz, um Netzschwachpunkte im Verteilnetz zu bewirtschaften.

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Entwicklungs- und Forschungsschwerpunkte

Die Forschung und Entwicklung von Technologien des Themenfeldes wurde in Deutschland in den letzten vierzig Jahren relativ umfangreich durchgeführt. Als Indikator hierfür wurden die öffentlich verausgabten Mittel des Bundes in Tab. 2-1 dargestellt. Die Auswertung beruht auf einer Stichwortsuche in der EnArgus-Datenbank, eine Doppelzählung kann daher nicht ausgeschlossen werden.

Tab. 2-1 Öffentliche F&E-Projekte in Deutschland für Umweltenergienutzung von 1970-2019

		Anzahl Projekte	
		1970-2010	2010-2019
Erschließung Umweltquellen	Oberflächennahe Geothermie	5	10
	Erdsonden	15	1
	Kalte Fernwärme	6	3
	Abwärme	12	70
Energie-wandler	Wärmepumpen	152	126
	Sorptionswärmepumpen	27	7
	Kältemaschinen	19	39
Systeme	Low-Ex	39	811

Quelle: EnArgus

2.2 Erschließung von Umweltwärme

Die Forschung und Entwicklung zur Erschließung von Außenluft für die thermische Nutzung durch Außenlufteinheiten erfolgt in der Regel im Kontext der Forschung zu Kältemaschinen oder Wärmepumpen. Einzelne F&E-Vorhaben adressierten die hydraulische Effizienz, die vor allem im Rahmen von wissenschaftlich begleiteten Demonstrationsvorhaben analysiert wurde.

Die oberflächennahe Geothermie und das Vorhaben Erdsonden waren Gegenstand in einigen F&E-Vorhaben, vor allem in den Jahren 1990 bis 2000, als diese Technologie umfangreich in den Markt eingeführt wurde. Der Schwerpunkt lag auf der Entwicklung von Methoden zur Effizienzbestimmung, der Potenzialermittlung sowie auf der Effizienzevaluierung durch Monitoring.

Die Erschließung von Abwärme als Umweltenergiequelle ist ein Schwerpunkt der F&E-Tätigkeiten im Technologiefeld Umweltwärme seit vielen Jahren mit einem signifikanten Anstieg in den letzten Jahren.

2.3 Wärmepumpen und Kältemaschinen

Für die öffentlich geförderte Forschung an Wärmepumpen und Kältemaschinen wurden in den letzten vierzig Jahren in rund 340 Vorhaben etwa 170 Mio. Euro investiert. Der Schwerpunkt lag dabei im Wesentlichen auf den Zeiträumen zwischen 1970 und 1990 sowie ab 2009 mit einem Volumen von rund 90 Mio. EUR. Der Anteil der wissenschaftlichen Arbeiten zu thermisch angetriebenen Prozessen liegt zwischen 5 und 10 %.

Schwerpunkte der Forschung lagen in der Steigerung der energetischen Performance der Geräte durch Verbesserung der Einzelkomponenten, dem Einsatz neuer Kältemittel und Stoffpaare. Ein weiterer Schwerpunkt lag in der Entwicklung und Bewertung hybrider Systeme, wie z. B. der Kombination von Solarthermie und Umweltenergie zu solaren Wärmepumpen.

2.4 Systemintegration, Qualitätssicherung und Low-Ex-Systeme

Die Forschung zur Systemintegration von Umweltwärmesystemen war ein Schwerpunkt der öffentlichen Förderung der letzten Jahre. Aufgrund des systemischen Ansatzes ist nur ein Teil der in Tab. 2-1 aufgeführten Vorhaben dem Technologiefeld Umweltwärme zuzuordnen, ein wichtiger Teil auch den gebäudebezogenen Technologien. Durch die – vom Umfang der bewerteten Anlagen und Systeme weltweit größten – Demonstrations- und Feldtestvorhaben in den letzten zehn Jahren wurden zum einen die kontinuierliche Weiterentwicklung der Technologien zur Nutzung der Umweltwärme, insbesondere der Wärmepumpen stimuliert und dokumentiert. Zum anderen wurde weiterer F&E-Bedarf zur Qualitätssicherung bei der Systemintegration aufgezeigt.

Aufgrund der umfangreichen Demonstrationsvorhaben stehen sehr detaillierte Analysen zur Energieeffizienz der hydraulischen Erschließung der einzelnen Umweltquellen zur Verfügung. Ein weiterer Schwerpunkt lag in der Entwicklung und Bewertung von Niedertemperaturübergabesystemen und ihrer Regelung als „Enabler“ für die Nutzung von Umweltwärme. Bei den thermisch angetriebenen Wärmepumpen und Kältemaschinen wurde vor allem an Methoden zur Reduktion der systembedingt etwas höheren Aufwände für Hilfsenergie gearbeitet.

Ein weiterer Schwerpunkt aktueller Vorhaben ist die Erforschung der Systemkompatibilität unter sich ändernden energiewirtschaftlichen Randbedingungen und Stromnetzen.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Grundtechnologien sind zum größten Teil seit vielen Jahren bekannt und im Markt eingeführt. Weiterentwicklungen, die z. B. durch den Einsatz neuer Wärmeträgermedien oder Kältemittel notwendig werden, können aber durchaus noch Vorlaufzeiten von 5 bis 10 Jahren verursachen, da durch den Einsatz unter stark veränderten Druckbedingungen neue Werkstoffe und Fertigungsverfahren eingesetzt werden müssen.

Das Kriterium Vorlaufzeit wird hier auf die Technologien zur Nutzung von Umweltwärme angewandt, die noch nicht marktverfügbar sind. Aufgrund der sehr unscharfen Detaillierung gibt Tab. 3-1 nur Anhaltswerte.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien im Technologiefeld Umweltenergie

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen										
Erschließung Umweltenergie: Oberflächennahe Geothermie, kalte Fernwärme										
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020	<input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030	<input type="checkbox"/>	bis 2040	<input type="checkbox"/>	bis 2050	<input type="checkbox"/>	nach 2050	<input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020	<input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030	<input type="checkbox"/>	bis 2040	<input type="checkbox"/>	bis 2050	<input type="checkbox"/>	nach 2050	<input type="checkbox"/>
Kompressionswärmepumpen und Kältemaschinen										
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020	<input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030	<input type="checkbox"/>	bis 2040	<input type="checkbox"/>	bis 2050	<input type="checkbox"/>	nach 2050	<input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020	<input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030	<input type="checkbox"/>	bis 2040	<input type="checkbox"/>	bis 2050	<input type="checkbox"/>	nach 2050	<input type="checkbox"/>
Thermische angetriebene Wärmepumpen und Kältemaschinen										
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020	<input type="checkbox"/>	bis 2030	<input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040	<input type="checkbox"/>	bis 2050	<input type="checkbox"/>	nach 2050	<input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020	<input type="checkbox"/>	bis 2030	<input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040	<input type="checkbox"/>	bis 2050	<input type="checkbox"/>	nach 2050	<input type="checkbox"/>
Systemintegration										
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020	<input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030	<input type="checkbox"/>	bis 2040	<input type="checkbox"/>	bis 2050	<input type="checkbox"/>	nach 2050	<input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020	<input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030	<input type="checkbox"/>	bis 2040	<input type="checkbox"/>	bis 2050	<input type="checkbox"/>	nach 2050	<input type="checkbox"/>

Quelle: Eigene Darstellung

Da es für alle Technologien des Technologiefeldes bereits erste kommerzielle Anwendungen gibt – wenn auch nicht mit der notwendigen techno-ökonomischen Performance, wie sie in den Szenarien hinterlegt ist und welche mittels F&E erreicht werden soll – ergibt sich eine sehr geringe Abhängigkeit von Szenarien. Lediglich für die auf Sorptionstechnologien beruhenden thermisch angetriebenen Verfahren ist eine Pfadabhängigkeit vorhanden, die sich in unterschiedlicher Investitionsbereitschaft in F&E auswirken kann.

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Tab. 3-2 gibt eine Übersicht zum aktuellen Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Umweltwärme mit den vier wichtigsten Technologien:

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Umweltwärme

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2	T3	T4
Grundlagenforschung						
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Kommerzialisierung						
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level; TF = Technologiefeld

T1 = Erschließung von Umweltwärme, oberflächennahe Geothermie, T2 = Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen, T3 = Sorptionswärmepumpen und -kältemaschinen, T4 = Systemintegration

In allen Technologien gibt es eine große Bandbreite des Entwicklungsstandes und durchgängig bereits kommerzielle Anwendungen, die oben stehende Tabelle kann daher auch auf Ebene der Technologien nur einen Anhaltspunkt darstellen.

Die Erschließung von Umweltwärme durch Erdsonden oder durch Außenlufteinheiten ist Stand der Technik, auch kalte Fernwärme ist bereits in kommerziellen Vorhaben umgesetzt worden. Entwicklungsschwerpunkt ist daher die Verbesserung der techno-ökonomischen Performance.

Im Bereich der Kompressionswärmepumpen werden neue Komponenten entwickelt, die mit höheren Temperaturniveaus und damit häufig einhergehend höheren Druckniveaus arbeiten können, der Stand der Entwicklung ist hier TRL 4-8.

Bei der Entwicklung neuer Stoffpaare, neuer Komponenten wie Wärmeüberträger und neuer Systemkonzepte wie mehrstufige Anlagen im Bereich der Sorptionstechnologie ist das Entwicklungsstadium etwas geringer als bei den Kompressionssystemen und liegt zwischen den TRL 3 und 6.

Im Kontext der Systemintegration ist zwischen der technischen Integration auf Ebene der Gebäudetechnik, Industrieprozesse oder Wärme- und Kältenetze auf der einen Seite und der energiewirtschaftlichen und digitalen Integration auf der anderen Seite zu unterscheiden. Bei beiden Themen liegt der TRL zwischen 5 und 8.

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Die folgenden Tabellen geben eine Übersicht über das technische und wirtschaftliche Entwicklungsrisiko des Technologiefeldes Umweltwärme; die einzelnen Technologien werden im Folgenden differenziert bewertet.

Erschließung von Umweltwärme (T1)

Die Forschung und Entwicklung von Systemen zur Erschließung oberflächennaher Geothermie birgt insbesondere wirtschaftliche Risiken, da diese im Vergleich zu Luftsystemen mit höheren Kosten verbunden sind.

Die Nutzung von Abwärme ist technologisch insofern mit Risiken verbunden, als nicht für alle Quellen geeignete Wärmetauschersysteme zur Verfügung stehen. Das wirtschaftliche Risiko besteht vor allem in der teilweise mangelnden Planbarkeit der Verfügbarkeit dieser Quellen aufgrund veränderter Nutzungs- oder Produktionsprozesse.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologieerschließung Umweltwärme

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen (T2)

Technologische Herausforderungen sind der Übergang zu natürlichen Kältemitteln sowie die Einbindung in Heizsysteme und Kühlsysteme im Bestand. Die Energieeffizienz hängt in hohem Maße von den im System erreichbaren Temperaturen ab.

Wirtschaftlich besteht ein Risiko, das sich aus der Abhängigkeit von dem Verhältnis Strom- zu Gaspreis und aus der im Vergleich zu fossilen Brennern aufwändigeren Systemintegration ergibt. Die direkte Kopplung zum Stromsystem bietet zum anderen neue Chancen durch neue Erlöse durch Lastmanagement.

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologie Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Sorptionswärmepumpen und -kältemaschinen (T3)

Das technische Risiko thermisch angetriebener Wärmepumpen und thermischer Kälteerzeugung besteht in der Erreichbarkeit der angestrebten Jahresarbeitszahlen sowie in der Einbindung in Heiz- und Kühlsysteme im Bestand. Die Energieeffizienz hängt in hohem Maße von den im System erreichbaren Temperaturen ab.

Das wirtschaftliche Risiko ist bei der Kälteerzeugung sehr hoch, da die Systeme aufwändiger sind als Wettbewerbstechnologien. Das wirtschaftliche Risiko der thermisch angetriebenen Wärmepumpen besteht darin, dass sie auf der einen Seite technologisch nicht so weit entwickelt sind wie die Kompressionswärmepumpen, auf der anderen Seite systemisch vor allem eine hoch effiziente fossile Effizienztechnologie darstellen und damit pfadabhängig sind.

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologie Sorptionssysteme

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Systemintegration und LowEx-Systeme (T4)

Systeme zum Heizen und Kühlen mit Umweltenergie sind schon heute in vielen, insbesondere in kleinen Wohngebäuden und Gebäuden mit Büronutzung konkurrenzfähig gegenüber fossilen Heiz-, Kühl- und Lüftungstechniken. Die Herausforderungen liegen in größeren Wohngebäuden aufgrund der Anforderungen an die Trinkwasserhygiene sowie in der Sicherung der Installationsqualität. Technische und ökonomische Risiken bestehen auch bei der Entwicklung und Einführung neuer digitaler Planungs- und Installationsverfahren (Stichwort BIM, Bauwerksinformationsmodelle).

Eine weitere techno-ökonomische Herausforderung liegt in der Systemkompatibilität in Zeiten mit geringem Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien. Dazu gehören insbesondere Fragen zur Dimensionierung von Wärmepumpensystemen sowie die Integration von Speichern zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Die Systemintegration von Wärmepumpen in bestehende (Hochtemperatur-) Wärmenetze und (Low-Ex-) Wärmenetze in Bestandsquartieren stellt eine techno-ökonomische Herausforderung dar.

Tab. 3-6 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologie Systemintegration

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die Potenziale zur Nutzung von Umweltwärme bei einem annähernd konstanten Bestand an zu versorgenden Gebäuden und Industrien werden zum einen durch den Wettbewerb mit anderen Wärme- und Kälteversorgungstechnologien bestimmt, zum anderen durch den sich kontinuierlich reduzierenden Wärmebedarf der Gebäude.

Weiterhin eröffnet sich durch den zunehmenden Bedarf an steuerbaren Lasten in einem gekoppelten Strom-Wärme-System ein Marktpotenzial, welches sich durch derzeit vorhandene Marktmechanismen noch nicht erschließt.

Die prognostizierten Anteile der einzelnen neuen Versorgungstechnologien für Wärme hängen wesentlich von den jeweiligen realisierten Kostensenkungspotenzialen sowie von deren Systemkompatibilität ab. Für die Deckung des Kältebedarfs stellt Umweltenergie die einzige Senke dar, um Kälte bereitzustellen. Das Potenzial ist daher nur abhängig von der Entwicklung des Kältebedarfs und der Effizienz der Wandlungstechnologie.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Das *globale* Marktpotenzial für Wärme aus Kompressionswärmepumpen wird in Tab. 4-1 dargestellt. Es basiert auf Studien der IEA (2016b) und Energy Revolution (Greenpeace International 2015). Die Szenarien der IEA zeigen in allen Fällen einen moderaten Zuwachs des Anteils der Wärmepumpen steigend auf rund 20 % – unabhängig von den angestrebten Zielen hinsichtlich der Begrenzung des weltweiten Anstiegs der Temperatur. Bei einer stärkeren Begrenzung des Anstieges der Temperaturen kommen vermehrt Effizienzmaßnahmen in Gebäuden zum Tragen, entsprechend sinkt das Marktpotenzial etwas. Das Marktpotenzial steigt von 6 GW/a bis 2020 bis auf 13-21 GW/a in der letzten betrachteten Dekade. Das entspricht einem Volumen von 14 Mrd. EUR/a bis 2020 auf 7-11 Mrd. EUR/a in 2050. Die Studie Energy Revolution geht in ihren ambitionierten Szenarien von einem deutlich schnelleren Anstieg des Anteils der Wärmepumpen aus, hier beträgt das maximale Marktpotenzial im Zeitraum 2030-2040 115 Mrd. EUR/a.

Das Potenzial für oberflächennahe Geothermie wird nicht separat ausgewiesen, da es in den Szenarien nicht abgebildet wird. Der Anteil der geothermischen Wärmepumpen in Europa liegt derzeit bei rund 10 %, Tendenz leicht fallend. Skaliert man diesen Anteil, ergibt sich ein Potenzial von aktuell 6 GW bis 21 GW. Dies entspricht in heutigen Preisen 3,9 Mrd. EUR (2020) - 13,7 Mrd. EUR (2050).

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Technologie Kompressionswärmepumpen (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	85/140	120/180	85/140	230/410	85/140	230/410
2030	140/220	160/250	145/230	960/1.760	130/200	960/1.760
2040	200/320	220/340	190/310	2.000/3.690	155/250	2.050/3.780
2050	280/450	300/460	250/400	2.750/5.010	185/300	2.900/5.200

Quelle: Greenpeace (2015); IEA (2016b); eigene Berechnungen

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für die Technologie Wärmepumpen (Summe neu installierte Leistung je Dekade einschl. Ersatzinstallation)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2013-2020	57/95	78/115	57/95	190/345	57/95	190/345
2020-2030	110/170	120/190	120/185	880/1.620	100/150	880/1620
2030-2040	155/250	170/260	140/230	1.680/3.100	110/180	1.730/3.200
2040-2050	210/340	230/350	190/300	2.080/3.780	130/220	2.220/3.950

Quelle: Greenpeace (2015); IEA (2016b); eigene Berechnungen

In den IEA Energy Technology Perspectives 2016 wird ausgehend von einem globalen Kältebedarf von 4700 TWh/a ein starker Anstieg bei einem BAU-Szenario auf 12.500 TWh/a erwartet, ein mittlerer Anstieg bei einem 4 °C-Szenario (auf 9.500 TWh/a) und ein moderat steigender in einem 2 °C-Szenario (auf 6.000 TWh/a) (IEA 2016b). Der Anteil der Umweltwärme daran beträgt 50-70 %. Das Marktpotenzial steigt von 380 GW/a bis 2020 auf 450-1.020 GW/a in der letzten betrachteten Dekade. Das entspricht einem Volumen von 80 Mrd. EUR/a bis 2020 und gleichbleibend bzw. ansteigend auf 60-120 Mrd. EUR/a in 2050.

Tab. 4-3 Bandbreite des internationalen globalen Technologieeinsatzes für die Technologie Kompressionskältemaschinen (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	6.460/5.810		6.280/5.660		5.660/5.100	
2030	8.580/7.730		7.530/6.780		5.970/5.370	
2040	11.100/10.000		9.050/8.150		6.520/5.870	
2050	13.900/12.500		10.600/9.510		6.720/6.040	

Quelle: IEA (2016b); eigene Berechnung

Tab. 4-4 Analyse des globalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionskälte (Summe neu installierte Leistung je Dekade einschl. Ersatzinstallation)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2013-2020	3.840/3.460		3.670/3.300		3.050/2.740	
2020-2030	6.430/5.790		5.440/4.890		4.080/3.670	
2030-2040	8.260/7.430		6.540/5.890		4.530/4.080	
2040-2050	10.200/9.150		7.550/6.800		4.540/4.080	

Quelle: IEA (2016b), eigene Berechnungen

Der Anteil der nicht-elektrischen Energieträger an der Kälteerzeugung beträgt im Jahr 2013 3 % und steigt je nach Szenario auf 4 % (BAU) oder 11 % (<2 °C Erwärmung) (IEA 2016b). Das globale Marktpotenzial für die thermisch angetriebenen Kältemaschinen ist damit stark pfadabhängig und beträgt rund 5 % des Potenzials der elektrischen Kältemaschinen.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

In Tab. 4-5 ist das nationale Marktpotenzial für die Umweltwärme dargestellt, das in der Regel durch Wärmepumpen erschlossen wird. Für die Ermittlung des Marktpotenzials wurden im Wesentlichen die Szenarien von ISI und Ökoinstitut sowie Prognosen herangezogen, da hier eine konsistente Datenlage für verschiedene Szenariowel-

ten (BAU, 80 % und 95 %) für alle Referenzjahre vorlag. Für das Jahr 2050 wurden zusätzlich die Szenarien von Fraunhofer IWES und Fraunhofer ISE berücksichtigt. Es zeigt sich eine sehr hohe Varianz in den Ergebnissen, wobei Minima und Maxima jeweils relativ konsistent sind. Das Absinken des Potenzials im Jahre 2050 rührt im Wesentlichen von den unterschiedlichen Annahmen bzw. Ergebnissen in Bezug auf den Rückgang des Heizwärmebedarfs des Gebäudebestandes her.

Tab. 4-5 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Kompressionswärmepumpe (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	7,6/12	12,4/20	11,5/18	20/32	26/42	26/42
2030	11,5/18	28/44	22/35	50/80	64/103	64/103
2040	13,5/22	51/82	28/44	83/133	95/151	95/151
2050	14,1/23	70/112	29/47	107/171	101/162	139/222

Tab. 4-6 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionswärmepumpe (Summe neu installierte Leistung je Dekade einschl. Ersatzinstallation)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2013-2020	6,6/11,9	11,4/18,3	11/17	9/30	25/40	25/40
2020-2030	8,9/16	23,4/38	18,2/29	43/69	56/89	56/89
2030-2040	9,7/17,5	42/68	20,3/32	66/106	73/117	73/117
2040-2050	9,5/17,2	53/85	20,1/32	79/127	70/111	107/172

Quelle: Greenpeace (2015); IEA (2016b); eigene Berechnungen

In den 95 %-Szenarien sind die absoluten Werte der mit Kältemaschinen umgesetzten Energie sowie die installierte Leistung geringer als im Szenarienbereich 80 %, da der Kältebedarf aufgrund baulicher Maßnahmen wie Sonnenschutz dort geringer ausfällt.

Tab. 4-7 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Kompressionskältemaschine (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020		41/90		40/87
2030		52/110		49/103
2040		64/130		58/120
2050		75/150		67/135

Tab. 4-8 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionskälte (Summe neu installierte Leistung je Dekade einschl. Ersatzinstallation)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2015-2020		17/37		16/34
2020-2030		39/79		36/74
2030-2040		46/90		42/85
2040-2050		54/100		48/96

Das Marktpotenzial, das weltweit mit Wärmepumpen umgesetzt wird, variiert je nach Szenario bei der angenommenen Kostensenkung von derzeit 1.100 EUR/kW auf 200 EUR/kW zwischen 60 Mrd. EUR und 580 Mrd. EUR. Für die Technologie Kompressionskälte liegt das Potenzial bei 120-190 Mrd. EUR, bei höherer Steigerung der Energieeffizienz steigt das Potenzial leicht.

Tab. 4-9 Hochrechnung des internationalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionswärme und -kälte (Kosten neu installierte Leistung im Bezugsjahr einschl. Ersatzinstallation in Preisen 2015)

Jahr	Wärme				Kälte		
	Mrd. EUR/GW	Ref	Mrd. EUR		Mrd. EUR/GW	Mrd. EUR	
			E[R]	Adv. E[R]		ETP 4DS	ETP 2DS
2020	1,1	126	242	242	0,141	133	120
2030	0,9	139	834	834	0,135	153	121
2040	0,7	151	1.369	1.407	0,129	175	126
2050	0,5	150	1.379	1.440	0,20	190	121

Tab. 4-10 Hochrechnung des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Kompressionswärmepumpe (Kosten neu installierte Leistung im Bezugsjahr einschl. Ersatzinstallation in Preisen 2015)

Einheit	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. EUR		Mrd. EUR		Mrd. EUR	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Jahr						
2020	5,3	9,1	8,4	15,2	20,0	20,0
2030	5,3	14,0	10,9	26,0	33,3	33,3
2040	3,9	16,9	8,1	26,5	29,2	29,2
2050	1,9	10,6	4,0	15,9	13,9	21,5

Das Marktpotenzial, das national mit Wärmepumpen umgesetzt wird, variiert je nach Szenario bei der angenommenen Kostensenkung von derzeit 1.100 EUR/kW auf 200 EUR/kW zwischen 4 Mrd. EUR und 21 Mrd. EUR.

Verifizierung mittels Analyse der implizierten Wachstumsraten

Die zu erwartenden Wachstumsraten sind in den internationalen Märkten höher, liegen aber auch im deutschen Kontext über den mittleren Wachstumsraten des BIP. Die Wachstumsraten sind in Bezug auf notwendige Kapazitäten gut realisierbar. Gegebenenfalls ergibt sich aus den Wachstumsraten die Notwendigkeit zur Intensivierung der Ausbildung im Handwerk. Die internationalen Wachstumsraten sind etwas höher als die nationalen.

Tab. 4-11 Wachstumsraten der Technologie Wärmepumpe der unterschiedlichen globalen und nationalen Szenarien als CAGR dargestellt

	CAGR(t,t')
CAGR(2020,2050) _{INT_Bau}	3,1 - 4,0 %
CAGR(2020,2050) _{INT_2 °C}	3,6 - 8,7 %
CAGR(2020,2050) _{INT_besser_2 °C}	2,6 - 8,8 %
CAGR(2020,2050) _{DE_Bau}	4,9 %
CAGR(2008,2050) _{DE_80 %}	3,2 - 5,8 %
CAGR(2008,2050) _{DE_95 %}	4,6 - 5,7 %

Im Bereich der Kälteerzeugung mittels Kompressionskältemaschinen sind die Wachstumsraten trotz im Vergleich zur Wärmeerzeugung stärker steigendem Kältebedarf etwas niedriger, da hier keine Substitution von Technologien wie im Wärmebereich durch die Substitution von fossil befeuerten Kesseln erfolgt.

Tab. 4-12 Wachstumsraten der Technologie Kompressionskälte der unterschiedlichen globalen und nationalen Szenarien als CAGR dargestellt

	CAGR(t,t')
CAGR(2013,2050) _{INT_Bau}	2,7 %
CAGR(2013,2050) _{INT_2 °C}	1,9 %
CAGR(2013,2050) _{INT_besser_2 °C}	0,7 %
CAGR(2020,2050) _{DE_80 %}	2,2 %
CAGR(2020,2050) _{DE_95 %}	1,8 %

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Die internationalen Potenziale zur Reduktion von Treibhausgasen durch die betrachteten Technologien zur Nutzung von Umweltwärme lassen sich aufgrund der öffentlich zugänglichen Datenlage für die betrachteten Szenarien nur qualitativ bzw. überschlägig bestimmen. Ein wesentlicher Beitrag ist die Reduktion des spezifischen CO₂-Ausstoßes pro erzeugter kWh Strom von 528 (2013) auf unter 40 g CO₂/kWh (2050) im 2 °C-Szenario. Die in Tab. 4-13 dargestellten Werte sind für die konservativen internationalen Szenarien der IEA (2016b) im Vergleich zu den nationalen Szenarien und denen in der Studie von Greenpeace (2015) relativ gering.

Tab. 4-13 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung von Umweltwärme mittels Wärmepumpen weltweit im Vergleich zum Referenzfall 6 °C bzw. zum 2 °C-Szenario.

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich Int 2 °*	Szenarienbereich Int <2 °**
2020	1,5	28
2030	10	238
2040	20,3	594
2050	33,4	899

Quelle: *IEA (2016b); **Greenpeace (2015); eigene Berechnung

Die nationalen Potenziale werden durch einen Vergleich zu einem Szenario ermittelt und bewertet, in dem keine Steigerung des Anteils der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen, sondern die Heizung durch fossil befeuerte Kessel mit jeweils 50 % Anteil Erdöl- und Erdgaskessel erfolgt. Grundlage sind die 80 %- und 95 %-Szenarien von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015).

Tab. 4-14 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung von Umweltwärme durch Kompressionswärmepumpen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	4,5	7,1
2030	17,1	27,5
2040	37,4	46,9
2050	55,1	55,3

Quelle: Öko und ISI (2015); eigene Berechnung

In den Szenarienwelten der 80 %-Reduktion ist der Beitrag zur Reduktion zunächst geringer, da weniger fossile Kessel durch Wärmepumpen ersetzt werden und die Dekarbonisierung des Strommixes geringer ist als bei den 95 %-Szenarien. In anderen Szenariowelten, z. B. denen des Fraunhofer IWES und des Fraunhofer ISI, ist der Beitrag zur Reduktion der Treibhausgase noch größer.

Die Treibhausgasemissionen aufgrund von Kälteerzeugung durch elektrisch angetriebene Kompressionsmaschinen hängen proportional vom Wachstum des Kältebedarfs und von dem Wandel der Stromerzeugung ab. Die globalen Treibhausgasemissionen werden mit rund 700 Mio. t CO₂-Äquivalenten in 2010 angegeben, davon rund 75 % bedingt durch die indirekten Emissionen bei der Erzeugung des Stromes, rund 25 % infolge der Emissionen durch fluoridierte Kohlenwasserstoffe (DOE 2016).

Tab. 4-15 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung von Umweltwärme mittels Kältemaschinen weltweit im Vergleich zum Referenzfall 6 °C-Szenario (nur Einsparungen durch Änderung des Strom-Mixes).

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich Int 4 °	Szenarienbereich Int 2 °
2020	71	181
2030	261	487
2040	459	748
2050	660	960

Quelle: IEA (2016b); Greenpeace (2015); eigene Berechnung

In den international und national zur Verfügung stehenden Szenarien werden die durch Sorptionstechnologien zur Wärme- und Kältebereitstellung verursachten Treibhausgasemissionen und deren Minderungspotenziale nur zum Teil ausgewiesen. Sie hängen entscheidend von der Art der Wärmebereitstellung (Abwärme aus industriellen Prozessen, Solarwärme, fossile Verbrennung, Biomassenutzung) und der Wahl der Referenztechnologie ab, die durch deren Einsatz substituiert wird. Aufgrund der Aggregation in den Szenaren lassen sich daher keine quantitativen Aussagen zum Treibhauspotenzial treffen.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Die für die Kompressionswärmepumpen und Kältemaschinen eingesetzten Kältemittel basierend auf fluorierten Kohlenwasserstoffen haben ein hohes Global Warming Potenzial (GWP). Die in den Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen eingesetzten fluorierten Kohlenwasserstoffe als Kältemittel sind derzeit mit rund 10 Mio. t CO₂-äq pro Jahr für rund zwei Drittel der FKW-bedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich. Durch den Umstieg auf Kältemittel mit einem geringen Global Warming Potenzial kann sowohl der absolute Ausstoß der F-Gase als auch der relative Anteil an den unter die F-Gas-Verordnung fallenden Gase deutlich reduziert werden, siehe Tab. 4-16.

Tab. 4-16 Fluorierte Kohlenwasserstoffe, die jährlich durch F&E und Umstellung auf andere Kältemittel in der Technologie Kompressionswärmepumpen und Kältemaschinen vermieden werden

Name des Schadstoffs: FKW			
	Mio. t/a	Anteil in %	Minderung gegenüber 2010 in %
2010	10,14	67	-
2020	4,66	47	54
2030	0,29	25	97
2040	0,114	9	99
2050	0,028	2	100

Quelle: UBA (2014)

Eine zentrale Aufgabe der Forschung und Entwicklung der Kompressionswärmepumpen und Kompressionskältemaschinent Technologien ist die Entwicklung und Anpassung der bestehenden Technologien auf neue Kältemittel. Auch diese sind aufgrund ihrer Toxizität oder Brennbarkeit hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen zu beurteilen. Eine weitere Alternative sind Mischungen aus sehr schwach fluorierten Kältemitteln mit einem sehr geringen GWP, die sich aber aufgrund der hohen Preise noch nicht durchsetzen. Eine wichtige Randbedingung und Treiber für die Einführung von natürlichen und low-GWP-Kältemitteln ist die F-Gase-Verordnung von 2014 und die Kigali-Ergänzungen zum UN Montreal-Protokoll für F-Gase 2016 (MON 2016). Tab. 4-17 zeigt mögliche Ersatzstoffe auf.

Tab. 4-17 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Umweltwärme

Kritischer Rohstoff	Substitutions-möglichkeit	Rezyklierbarkeit
FKW	Propan, Butan, Ammoniak, CO ₂	hoch

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Die vier beschriebenen Technologien Kompressionswärmepumpe und –kältemaschine, Sorptionssysteme und oberflächennahe Geothermie sind zentrale Technologien zur Transformation des Energiesystems im Wärme- und Kältebereich.

Durch den Wechsel des Energieträgers und durch den hohen Anteil an erneuerbarer Umweltwärme wird in beiden nationalen Szenarien zum Einsatz von Kompressionswärmepumpen rund 550 PJ nicht-erneuerbare Primärenergie durch den Einsatz von Wärmepumpen eingespart. Der Beitrag zur Energieeffizienz wird wie in Kriterium 4 beschrieben durch einen Vergleich zu einem Szenario ermittelt und bewertet, in dem keine Steigerung des Anteils der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen erfolgt, sondern die Heizung durch fossil befeuerte Kessel mit jeweils 50 % Anteil Erdöl- und Erdgaskessel erfolgt. Grundlage sind die 80 %- und 95 %-Szenarien von Öko-Institut

und Fraunhofer ISI (2015). Der nicht-erneuerbare Anteil der Primärenergie für Gas wird hierbei mit 1.1 angesetzt, für Strom entsprechend den AMS 80 %- und 95 % - Szenarien aus Fraunhofer ISE (2015) sowie Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015).

Tab. 4-18 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz (nicht-erneuerbarer Anteil) durch Einsatz von Wärmepumpen in Deutschland im Vergleich zur Referenz fossile Kessel

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	43	66
2030	192	275
2040	404	511
2050	540	579

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Die derzeit den Markt dominierenden Wandlungstechnologien zur Nutzung von Umweltwärme sind zum Teil seit Jahrzehnten eingeführt und hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz weitgehend optimiert. Durch den Einsatz einfacherer Technologien wie Splitgeräte sind Kostensenkungen zu erwarten, ggf. zu Lasten der Energieeffizienz.

Das Verhältnis der Preise für die wesentlichen Energieträger Gas und Strom hat entscheidenden Einfluss auf die zu erreichenden Marktanteile der jeweiligen Versorgungstechnologien. Insbesondere elektrische Wärmepumpen reagieren sehr sensitiv auf das Verhältnis der Kosten von Gas und Strom. Die damit verbundenen Preisrisiken sind entwicklungshemmend. Für die Technologie Kompressionswärmepumpen sind aufgrund der Wachstumsraten gegebenenfalls höhere Kostensenkungen aufgrund von Skalierung möglich. Sinken z. B. die Kosten von derzeit 1.100 EUR/kW auf 200 EUR/kW statt auf 400 EUR/kW bis 2050, ergeben sich Einsparpotenziale von 4-21 Mrd. EUR.

Tab. 4-19 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch Technologie Kompressionswärmepumpen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr; für alle installierten Anlagen im Jahr)

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	0	0
2030	1,2 - 1,9	3,7
2040	2,7 - 8,8	9,7
2050	4,0 - 15,9	13,9 - 21,5

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Der Umsatz der Mitgliedsunternehmen des Bundesindustrieverbandes Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V. (BDH) betrug 2015 weltweit im Bereich des Wärmeversorgungsmarktes 13,6 Mrd. Euro. Bei einer jährlichen Erneuerung der Wärmeerzeugungsanlagen von 4 % werden in Deutschland 680.000 Einheiten pro Jahr umgesetzt (BDH 2017).

Wenn man von einem Marktanteil von 90 % der inländischen Hersteller am Wärmepumpenmarkt ausgeht, sind 2016 bei einem Gesamtmarkt von 66 Tsd. Heizwärmepumpen und 12 Tsd. Trinkwasserwärmepumpen rund 48.000 inländische Systeme pro Jahr installiert worden. Bei einer geschätzten mittleren Wertschöpfung von 12.000 EUR pro System betrug die Wertschöpfung der Systeme zur Nutzung von Umweltwärme rund 570 Millionen EUR/a.

Durch die hohen Anforderungen an die Energieeffizienz bei Heizwärmepumpen (siehe Anforderungen BAfA) sind inländische Produkte mit international vergleichbar hohen Jahresarbeitszahlen gut wettbewerbsfähig. Auch in traditionell überwiegend aus Ostasien bedienten Märkten wie den Splitgeräten gab es die Rückverlagerung von Produktionsarbeitsplätzen nach Deutschland.

Für die kommenden Jahre würde bei einer gleichbleibend hohen inländischen Wertschöpfung entsprechend des Marktpotenzials aus Tab. 4-9 die inländische Wertschöpfung durch Absatz von Geräten auf 3,8-20 Mrd. EUR ansteigen. Hinzu kommt eine inländische Wertschöpfung in ähnlicher Höhe für die Planung und Installation der Anlagen.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Industrielle Forschung und Entwicklung für Wärmepumpentechnologien und Kältemaschinen sind insbesondere in Japan und den USA führend, insbesondere bei Kältemitteln und Verdichtern. In einzelnen, wichtigen Technologieaspekten, die sich aus den im Vergleich hohen Energieeffizienzanforderungen in Europa und insbesondere in Deutschland ergeben, sind deutsche Hersteller wettbewerbsfähig, was sich auch in entsprechenden nationalen und europäischen Marktanteilen ausdrückt. Dies

ist insbesondere die Systemkompetenz (Integration und Abstimmung von Komponenten, Regelung und Abstimmung mit dem Wärmeverteilsystem). In die eigenen Möglichkeiten zur Entwicklung neuer Geräte wurde von der deutschen Industrie in den letzten Jahren durch Aufbau neuer Entwicklungszentren erheblich investiert.

Tab. 4-20 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Umweltenergienutzung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Für die im Technologiefeld Umweltwärme wichtigste Unterkategorie „144 Heat Pump & Chillers“ weisen nur wenige Mitgliedstaaten der IEA Forschungs- und Entwicklungsmittel aus. Da deutsche Angaben für das Technologiefeld fehlen bzw. die Kategorien nicht benannt sind, in denen die Aufwendungen enthalten sind, wurde ersatzweise auf Analysen von Forschungsbudgets der Datenbank EnArgus zurückgegriffen. Tab. 4-21 gibt Volumina zu den jeweiligen Technologien in den Zeiträumen bis 2009 und Vorhaben an, die nach 2010 bewilligt wurden. Es wurde keine Preisbereinigung vorgenommen.

Die Kategorien Wärmepumpentechnologien und Kältemaschinen sowie Erschließung von Umweltwärmequellen sind durch die benannten Stichworte gut abgrenzbar, in den Ergebnissen für das Stichwort „Low-Ex-Systeme“ sind auch Vorhaben zur Effizienzsteigerung durch bessere Nutzung des Exergie-Anteils enthalten, die außerhalb des Technologiefeldes Umweltwärme liegen. Die Forschungsbudgets sind kontinuierlich gestiegen, im Vergleich zu dem Zeitraum vor 2010 gab es eine jährliche Steigerung von nominal 16 %. Der Anteil an den deutschen F&E-Ausgaben betrug 2014 1,8 % mit steigender Tendenz.

Tab. 4-21 Öffentliche F&E-Förderung in Deutschland für Umweltenergienutzung von 1970-2019

	Stichwort	Mio. EUR		Anzahl Projekte	
		1970-2009	2010-2019	1970-2009	2010-2019
Energie-wandler	Wärmepumpen	68	70	68	152
	Sorptionswärmepumpen	11,6	4,3	27	7
	Kältemaschinen	9,1	21,8	19	39
Erschließung Umwelt-quellen	Oberflächennahe Geothermie	1,6	10,7	5	10
	Erdsonden	10,8	0,2	15	1
	Kalte Fernwärme	2,5	0,5	6	3
	Abwärme	18,7	28,1	110	70
Systeme	Low-Ex	15	556	37	811

Quelle: EnArgus

Als Referenz für internationale F&E-Aufwendungen wurden die von der IEA veröffentlichten Daten für Japan verwendet. Die Budgets sind etwa das 4-fache der deutschen Aufwendungen und wurden in den letzten Jahren deutlich erhöht (von 45 Mio. EUR in 2011 auf 62 Mio. EUR in 2014). Der Anteil am F&E-Budget ist ebenfalls deutlich höher mit 2,8 %, trotz sinkenden F&E-Budgets für Energieforschung in Japan.

Tab. 4-22 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Umweltenergie – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (Jahresmittel 2010-2019, laufende Projekte)	Mio. €/a	16,5
Zeitlicher Trend (Veränderung Periode 2010/2019 gegenüber 1970/2010)	+ Mio. €/a	1,05
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	16
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mrd. €	861
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	1,9
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	16,1
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld – Internationaler Vergleich		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im Vergleich mit im Technologiefeld besonders aktivem Land Japan		
Japan		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung Wärmepumpen und Kältemaschinen Status Quo (2014)	Mio. €	62
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ €/a	5,6
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	12,5
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mrd. €	1820
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	2,8
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	16

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Nutzung von Umweltenergie erfährt grundsätzlich eine sehr hohe Akzeptanz. Kritisch ist die Akzeptanz der oberflächennahen Geothermie, wo aufgrund von unsachgemäßen Abteufungen in einzelnen Fällen erhebliche Schäden durch Hebungen des Untergrunds aufgetreten sind (Stuttgarter Nachrichten 2017). Ein weiteres Feld der Akzeptanz, das durch Forschung und Entwicklung adressiert werden sollte, sind die mit den Außenlufteinheiten von Wärmepumpen einhergehenden lokalen Schallemissionen (MDR 2017).

Tab. 4-23 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologien zur Erschließung Umweltquellen

Technologien	Lokale Ebene	
	Lokale Akzeptanz	
	Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Oberflächennahe Geothermie	3	STA (2017)
Außenlufteinheiten	3	MDR (2017)
Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)		

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Die Verfügbarkeit von Erdgas und Strom hat einen großen Einfluss darauf, welche der Energieeffizienztechnologien zur Wärme- und Kälteversorgung sich durchsetzen werden. Je schneller Strom regenerativ und kostengünstig bereitgestellt werden kann (auch in Konkurrenz zum wachsenden Strombedarf im Bereich der Mobilität), desto höher wird der Anteil der elektrischen Wärmepumpen sein. Die Reaktionsfähigkeit ist aufgrund von typischen Standzeiten von 20 bis 25 Jahren zwar niedrig, aber höher als im Bereich der Bautechnik.

Tab. 4-24 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologie oberflächennahe Geothermie

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	3-15	3-15	3-12	3-12	3-12
Bauzeit	Monate	1	1	1	1	1
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	40	40	40	40	40
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200

Tab. 4-25 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologie Kompressionswärmepumpen

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	3-15	3-15	3-12	3-12	3-12
Bauzeit	Monate	1-3	1-3	1-3	1-3	1-3
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	15-20	15-20	15-20	15-20	15-20
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /Einheit	800	750	700	650	600

Tab. 4-26 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologie Sorptionswärmepumpen

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	3-15	3-15	3-12	3-12	3-12
Bauzeit	Monate	1-3	1-3	1-3	1-3	1-3
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	15	15-20	20-25	20-25	20-25
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /Einheit	2.080	1.800	1.400	1.050	800

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Verfügbarkeit von Erdgas und Strom hat einen großen Einfluss darauf, welche der Energieeffizienztechnologien zur Wärme- und Kälteversorgung sich durchsetzen werden. Infrastrukturen müssen nicht in nennenswertem Umfang neu geschaffen werden, ggf. sind die elektrischen Netze auszubauen. Sollen Wärmepumpen und Kältemaschinen verstärkt zu Systemdienstleistungen im Stromnetz genutzt werden, werden zusätzliche Speicher und über den Wärme- und Kälteleistungsbedarf der jeweiligen Gebäude hinaus gehende Leistungen benötigt. Für den Einsatz in Wärme- und Kältenetzen sind diese anzupassen bzw. auszubauen.

Tab. 4-27 Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Nutzung der Technologie(n) ist unabhängig von Infrastrukturen möglich	<input type="checkbox"/> Ja	<input checked="" type="checkbox"/> Nein
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von bestehenden Infrastrukturen abhängig	<input checked="" type="checkbox"/> Ja	<input type="checkbox"/> Nein
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen bestehende Infrastrukturen ausgebaut werden	<input checked="" type="checkbox"/> Ja	<input type="checkbox"/> Nein
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen neue Infrastrukturen gebaut werden	<input type="checkbox"/> Ja	<input checked="" type="checkbox"/> Nein

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Durch den steigenden Einsatz von Strom infolge von Technologien zur Erschließung von Umweltwärme steigt zunächst die Belastung der Netze – wenn auch nur in sehr kleinem Umfang. Die Versorgungssicherheit steigt jedoch langfristig durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung und die Reduktion der fossilen Anteile. Die im Rahmen der Studie analysierten vier Technologien sind aufgrund ihrer unterschiedlichen Energieträger, ihrer unterschiedlichen Koppelung an das elektrische System und ihres unterschiedlichen tages- und jahreszeitlichen Einsatzes differenziert zu bewerten.

Systeme zur Erschließung der Umweltwärme unterscheiden sich durch ihre jahreszeitliche Verfügbarkeit. Geothermische Umweltquellen stehen ganzjährig mit relativ geringen Temperaturschwankungen zur Verfügung und wirken somit stärker systemstabilisierend als die Umweltquelle Umgebungsluft.

Die sorptiven Systeme zur Wärme- und Kälteerzeugung erlauben eine weitgehende Entkopplung vom elektrischen System und ermöglichen die Nutzung von erneuerbarer Wärme wie zum Beispiel die Solarthermie. Als fossil betriebene Effizienztechnologie sind Gassorptionswärmepumpen insbesondere in Regionen mit gut ausgebauten Gasnetzen – wie überwiegend in Deutschland eine mit der vorhandenen Infrastruktur gut kompatible Lösung.

Die Bereitstellung von Klimakälte mittels Kompressionskälte korreliert gut mit dem Dargebot aus photovoltaisch erzeugtem Strom. Da diese in der Regel auch mit sensiblen Kältespeichern kombiniert wird, ist dies ein Bereich, in dem mittels Sektorkopplung eine Lastverschiebung relativ leicht realisiert werden kann.

Die systemische Kompatibilität von Kompressionswärmepumpen wird durch zwei Eigenschaften geprägt. Zum einen entsteht die Notwendigkeit, bei Zubau von Wärmepumpen ausreichend Leistungsreserve vorzuhalten in Phasen mit geringem Windangebot und kalten Außenlufttemperaturen („Dunkelflaute“). Zum anderen ist es die effizienteste Möglichkeit, ein hohes Maß an erneuerbarer Energie auch im Wärmebereich einzusetzen. Aktuelle Studien zeigen verschiedene Lösungsansätze auf, die weiter zu entwickeln sind (IWS 2015; Palzer 2016; Energy Brain Pool 2017). Die Entwicklung von weiteren Lösungsansätzen für das erste Thema durch eine noch bessere Systemintegration ist daher einer der wichtigen F&E-Fragen dieses Themfeldes.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Aufgrund der zu erwartenden Marktentwicklung wird die Weiterentwicklung von Wärme- und Kälteversorgungssystemen im Bereich der Komponenten primär durch industrielle Forschung und Entwicklung erfolgen. Es gibt jedoch entscheidende Bereiche, bei denen eine öffentliche F&E-Förderung sinnvoll und notwendig ist, da hier entweder Grundlagenarbeiten notwendig sind oder aber Systemfragen berührt werden, die nicht von einzelnen Herstellern gelöst werden können. Zu fördern sind hier neue Technologien mit ökonomischem Risiko und vor allem Demonstrations- und Pilotvorhaben.

5.1 F&E-Empfehlung Erschließung Umweltquellen

■ Außenluft

- Entwicklung von Methoden zur Reduktion der Schallemission bei gleichzeitig hoher Energieeffizienz
- Entwicklung von volumetrischen Wärmetauschergeometrien

■ Oberflächennahe Geothermie

Systeme der oberflächennahen Geothermie mit Erdwärmesonden und Wärmepumpen sollen noch effizienter und umweltsicherer werden. Nötig sind:

- Nachhaltige Untergrundnutzung
Negative Effekte bei Bau und Betrieb müssen durch Anwendung verlässlicher Erkundungs- und Beobachtungsmethoden sowie geeigneter Wärmemanagementkonzepte minimiert werden.
- Systemoptimierung Unter- und Übertage
Höhere Betriebssicherheit und insbesondere höhere Arbeitszahlen werden sowohl durch Verbesserung an den Erdwärmesonden als auch in der Verteilung von Wärme/Kälte in Gebäuden erreicht. Die Kombination regenerativer elektrischer und thermischer Energie mit Wärmepumpen und geothermischen Anlagen ermöglicht effiziente Wärmeversorgungssysteme, erfordert allerdings optimierte Komponenten und Regelungsstrategien.
- Entwicklung von Optimierungsverfahren zur optimalen Positionierung und Verteilung von an den entsprechenden Untergrund angepassten Sondenfeldern.
- Kostensenkung durch Verbesserung der Bohrverfahren: hier sind Technologien zu entwickeln, die schneller, kostengünstiger und speziell auf die Bedürfnisse der Geothermie abgestimmt sind. Gefragt sind u. a. Verfahren mit einem geringeren Energiebedarf für die Bohrtechnik und deren Hilfsaggregate sowie emissionsarme, d. h. schmierölfreie, Bohrwerkzeuge.
- Erhöhung der Leistungsfähigkeit von Erdwärmesonden durch Verbesserung der Komplettierung und der verwendeten Materialien.
- Entwicklung alternativer Wärmeentzugsarbeitsmittel (CO₂) bzw. Weiterentwicklung der Direktverdampfungsverfahren (auf der Basis von nichtwassergefährdenden Arbeitsmedien).
- Entwicklung geeigneter, zeitlich-räumlich registrierender Monitoringwerkzeuge.

- Gebirgsoffene Mehr- und Einbohrlochanlagen mit und ohne Gebirgsstimulation zur Erhöhung der untertägigen Wärmetauscherfläche und zur Verbesserung der Volumenströme sowie Entwicklung von Instrumenten zur Quantifizierung der relevanten Wärmetransportprozesse (Numerisch, Tracer).
- Mitteltiefe Erdwärmesysteme zur Versorgung größerer (Bestands-) Objekte und Infrastrukturen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Großprojekte mit multiplen Abnehmern oftmals über viele Jahre entwickelt werden. Um die Wirtschaftlichkeit der Geothermie in Konkurrenz zu anderen Wärmeerzeugern gewährleisten zu können, müssen zur Reduktion der Erstinvestition „mitwachsende“ Erdwärmetauschersysteme entwickelt werden.

5.2 F&E-Empfehlung Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen

- Technologiespezifische Entwicklung von Komponenten zur Erhöhung des Gütegrades und damit der Effizienz, Optimierung der Wärmeübertrager und Einführung neuer Wärmeübertragungstechnologien (Microchannel-Technologie, Reduktion der luftseitigen Druckverluste durch elektrohydrodynamische Verfahren).
- Reduktion der Kältemittelmengen, um auch brennbare Kältemittel im Wärmepumpensystem kostengünstig einsetzen zu können.
- Entwicklung von geregelten und ungeregelten Ejektoren für Kältemittel mit hohem und mittlerem Druckniveau zur Minimierung der Exergie-Verluste bei der Drosselung
- Einführung und Entwicklung von Turbokompressoren kleiner Leistung für die Entwicklung von ölfrei betriebenen Kompressionswärmepumpen
- Schwerpunkte der Entwicklung bei den Kompressionswärmepumpen waren und sind die eingesetzten Kältemittel mit dem Ziel eines möglichst geringen GWP (Global Warming Potenzial). Die Komponenten der Wärmepumpe müssen an dadurch teilweise transkritische Prozesse angepasst werden.
- Optimierung von WP:
 - für einen hocheffizienten Winterbetrieb, d. h. einen hohen Temperaturhub bei niedrigen Quellentemperaturen
 - für hohe Senkentemperaturen (für Prozesswärme, Wärmespeicherung bei Stromüberschuss im Netz (Power-to-Heat), zentrale Trinkwarmwasserbereitung, Wärmenetze)
 - durch hohe Modulationsfähigkeit und die Fähigkeit zu schnellen und stabilen Lastwechseln, um ein schwankendes (PV-)Stromangebot besser zu nutzen
 - durch verlustarme Prozessführung im dynamischen Betrieb (geringe Zeitkonstanten, reduzierte Mindeststillstandzeiten, weiter Temperatur- und Durchflussbereich)
 - durch selbstlernende bzw. selbstoptimierende Prozessführung (z. B. zur Selbstkorrektur von Fehleinstellungen durch den Nutzer und Installateur)
 - für die Anwendung als dezentrale Trinkwarmwasserbereiter in Wohnungssituationen
 - für die Integration in Versorgungssituationen mit stark veränderlichen Temperatur-Spreizungen auf der Quellenseite (z. B. saisonale Wärmespeicherung)
 - für verringerte Schallemissionen speziell bei den Außenluft-WP

5.3 F&E-Empfehlung Sorptionswärmepumpen und -kältemaschinen

- Optimierung von der energetischen Performance
 - Steigerung der Leistungsdichte,
 - neue Wärmeübertragerkonzepte,
 - neue Materialpaare als Kältemittel,
 - Reduktion des Hilfsenergiebedarfs
 - Abstimmung und Regelung, auf Geräteebeane,
- Entwicklung neuer Systemkonzepte, mehrstufige Verfahren

5.4 F&E-Empfehlung Systemintegration

- Integration der WP in das übergeordnete Energiesystem
 - Ein zukünftiges Problem für das gesamte Energiesystem kann die sog. Thermosensibilität werden (wenn immer mehr Strom zur Wärmebereitstellung genutzt wird, steigt der Strombedarf bei sinkenden Temperaturen). Diesbezüglich besteht weiterer Forschungsbedarf, um für die Transformation des Stromsystems ein passendes „Überschussmanagement“ zu entwickeln.
 - Die gewünschte Flexibilisierung der WP-Laufzeit kann eine Verschlechterung der Effizienz der WP und/oder zusätzliche Investitionen zur Folge haben. Um damit verbundene Mehrkosten zu kompensieren, müssen entsprechende Geschäftsmodelle entwickelt werden.
 - Pooling
 - Leistungsüberhöhung
 - Wärmespeicher
- Entwicklung primärenergetisch optimierter Wärmeversorgungskonzepte für Quartiere auf Basis von WP:
 - Entwicklung netzdienlicher Betriebsstrategien (zentral und dezentral) von WP eines Quartiers: Anpassung an das regionale Dargebot von Wind- und Solarstrom durch Lastverschiebung und Minimierung von Spitzenlasten mittels Speichertechnologien (Strom und Wärme) unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wärmequellen der WP
 - Umsetzung von WP-Quartieren in Demonstrationsvorhaben und wissenschaftliche Begleitung/Optimierung, Entwicklung allgemeingültiger Planungshilfen für WP-Quartiere (Bestand und Neubau)
 - Untersuchung von regenerativ versorgten Niedertemperaturwärmenetzen mit dezentralen (Klein-)WP
 - Kombinierte Wärme-Kältenetze
- Systemtechnische Forschung zur Integration von WP in das Gebäudewärmesystem:
 - optimierte Pufferspeicherbeladung für Heizung und/oder Warmwasser
 - Kopplung mit Sonnenwärme auf der Quellenseite zur Ermöglichung kleinerer Erdreichwärmequellen und zur Verhinderung von Langzeitauskühlung
 - Kopplung mit Sonnenwärme auf der Senkenseite zur Steigerung der Systemeffizienz

- Kopplung mit lokal erzeugtem Sonnenstrom und Batteriespeichern
- Entwicklung ganzheitlicher Systemregelalgorithmen unter Einbindung der Vorhersage von Bedarfs- und Angebotsprofil für die Kopplung mit Sonnenstrom und -wärme
- neue Anwendungen wie dezentrale kompakte Kleinst-WP für Wohnungsstationen oder Solar-WP-Module für Fassaden mit hybriden Strom-Wärme-kollektoren
- Hybrid-WP als Übergangslösung, besonders für den Gebäudebestand

Literaturverzeichnis

- BDEW (2015): Primärenergiefaktoren. Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. Grundlagenpapier. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/06FBC70ECF24F3A7C1257E51003DA425/\\$file/705_2015-04-22_Grundlagenpapier-Primaerenergiefaktoren.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/06FBC70ECF24F3A7C1257E51003DA425/$file/705_2015-04-22_Grundlagenpapier-Primaerenergiefaktoren.pdf).
Letzter Zugriff: 11.01.2017.
- BDH (2016): Portrait BDH 2016. Köln: Bundesverband Deutscher Heizungsindustrie. http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Daten_Fakten/BDH-Portrait_2016_DE.pdf.
- BWP (2015): BWP-Branchenstudie 2015 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin: Bundesverband Wärmepumpen.
- DOE (2016): The Future of Air Conditioning for Buildings. Washington DC: Department of Energy.
- EnArgus (2017): Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung.
<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2>. Letzter Zugriff: 04.05.2017.
- Ferrari (2015): Compressor technology outlook in the HP market- A tiered approach. Vortrag Heat Pump Summit, 20.10. 2015.
- Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050 – Sektor- und energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Freiburg.
- Fraunhofer IWES (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr: Technologie-durchdringung Wärmemarkt im Basisszenario 2050. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme.
- Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (2015): Energy [R]evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015.
<http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>. Letzter Zugriff: 07.01.2017.
- Hessenschau (2016): Merkel eröffnet Viessmann-Forschungszentrum. Pressebericht Hessischer Rundfunk. <http://hessenschau.de/wirtschaft/merkel-eroeffnet-viessmann-forschungszentrum,merkel-bei-viessmann-100.html>. Letzter Zugriff: 04.05.2017.
- IEA (2016a): World Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016b): Energy Technology Perspectives 2016. Paris: International Energy Agency.
- IER (S. Wolf et al.) (2014): Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland. Abschlussbericht IER Universität Stuttgart.

- MDR (2017): Wärmepumpen - Spürbarer Lärm. MDR Radio Beitrag vom 10.04.2017 05:00 Uhr. <http://www.mdr.de/nachrichten/ratgeber/laerm-durch-waermepumpen-100.html>. Letzter Zugriff: 23.07.2017.
- Montreal Protocol (2016): Handbook for the Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer. Ozone Secretariat United Nations Environment Programme 2016 (Hrsg.). <http://ozone.unep.org/en/treaties-and-decisions/montreal-protocol-substances-deplete-ozone-layer>. Letzter Zugriff: 23.07.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.
- Palzer, A. (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- Prognos; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Projekt Nr. 57/12. Basel, Köln, Osnabrück.
- Quaschnig, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende. Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin 06/2016.
- STA (2017): SWR Landesschau Baden-Württemberg: „Missglückte Geothermie-Bohrung Staufen im 10. Jahr nach der Bohrkatastrophe“, 3:33 min | 25.1. | 18.45 Uhr | SWR Fernsehen BW. <http://avdlswr-a.akamaihd.net/swr/swr-fernsehen/landesschau-bw/aktuell-5/913960.sm.mp4>
- Stuttgarter Nachrichten (2017): Die Geothermie-Katastrophe in Staufen - Eine Stadt in Bewegung. Stuttgarter Nachrichten vom 25.04.2017. <http://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.die-geothermie-katastrophe-in-staufen-eine-stadt-in-bewegung.53fbc005-474f-49bc-a276-d119f2926d57.html>. Letzter Zugriff: 23.07.2017.
- UBA (2014b): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Vaillant (2016): Der Grundstein ist gelegt. Pressemitteilung Vaillant Group. https://www.vaillant-group.com/news-centre/pressemitteilungen/grundsteinlegungfezentrum-854484.de_de.html. Letzter Zugriff: 04.05.2017.

**Technologiebereich 2 -
Konventionelle Kraftwerke
innerhalb des Forschungsprojekts
TF_Energiewende**

Technologiebericht

2.1 Zentrale Großkraftwerke

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Peter Markewitz

Martin Robinius

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Markewitz, P.; Robinius, M. (2017): Technologiebericht 2.1 Zentrale Großkraftwerke. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Peter Markewitz

Tel.: +49 2461/61 – 6119

Fax: +49 2461/61 – 6695

E-Mail: p.markewitz@fz-juelich.de

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

52425 Jülich

Review durch:

Dietmar Schüwer (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	417
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	418
Tabellenverzeichnis	420
Zusammenfassung (Steckbrief)	422
1 Beschreibung des Technologiefeldes	424
1.1 Kohlekraftwerke	424
1.1.1 Steinkohlekraftwerke	424
1.1.2 Braunkohlekraftwerke	425
1.1.3 Exkurs: Kohlekombikraftwerke	426
1.1.4 Exkurs: Stoffliche Kohlenutzung und Polygeneration	429
1.2 Entwicklungsbedarf für kohlegefeuerte Kraftwerke	432
1.3 Gasgefeuerte Kraftwerke	437
1.4 Entwicklungsbedarf von Gaskraftwerken	438
2 Relevanz öffentlicher Förderung	442
2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	442
2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	443
3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	447
3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	447
3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	451
3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	453
3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	453
3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	454
3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	455
3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	459
3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	461
3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	462
3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	463
4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	466
4.1 Kohlegefeuerte Kraftwerke	466
4.2 Gasgefeuerte Kraftwerke	468
Literaturverzeichnis	469

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AD	Aeroderivate
BAU	Business-as-usual
BAT	Best Available Technology
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BVT	Best verfügbare Technik
CO	Kohlenmonoxid
CP	Current policy IEA Szenario
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
COMTES	Component Test Facility for a 700° Celsius power plant
COORETEC	BMWi Forschungsinitiative CO ₂ -Reduktionstechnologien
DENOX	Rauchgasentstickung
DVGW	Deutscher Verband der Gas- und Wasserwirtschaft
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOR	Enhanced Oil Recovery
FC	Fuel Cell
GE	General Electric
GP	Greenpeace
GuD	Gas- und Dampfprozess
HAT	Humid Air Turbine
HCERI	Hueng Clean Energy Research Institute Flugstromvergaser
HD	Heavy Duty
Hg	Quecksilber
HQC	China Huanqui Contracting&Engineering Corporation
H ₂	Wasserstoff
IEA	Internationale Energieagentur
IED	Industrial Emissions Directive
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IGFC	Integrated Gasification Fuel Cell Cycle
KBR	Kellog, Brown&Roof Wirbelschichtvergaser
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KOBRA	Kombikraftwerk mit integrierter Braunkohlevergasung
NMVOC	Nicht methanhaltige Kohlenwasserstoffe
NO ₂	Stickstoffdioxid
NO _x	Stickoxide
P _n	Nennleistung
PtX	Power to X
PV	Photovoltaik
SOFC	Solid oxide fuel cell
SO _x	Schwefeloxide
STIG	Steam Injected Gas Turbine
TR	Technology Readiness
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
VGB	Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme
WEC	World Energy Council
ZÜ	Zwischenüberhitzung


Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
br	Brutto
el	Elektrisch
GW	Gigawatt
h	Stunde
kW	Kilowatt
mg	Milligramm
MW	Megawatt
µg	Mikrogramm

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Kohlekraftwerken -----	434
Tab. 1-2	Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Gaskraftwerken-----	440
Tab. 2-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Großkraftwerken verschiedener Entwicklungskategorien -----	442
Tab. 2-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke -----	444
Tab. 2-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Zentrale Großkraftwerke -----	445
Tab. 3-1	Analyse des globalen Marktpotenzials für kohlebasierte Stromerzeugung -----	448
Tab. 3-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für gasbasierte Stromerzeugung -----	448
Tab. 3-3	Analyse des globalen Marktpotenzials für kohlebasierte Stromerzeugungskapazität-----	449
Tab. 3-4	Analyse des globalen Marktpotenzials für gasbasierte Stromerzeugungskapazität-----	449
Tab. 3-5	Analyse des nationalen Marktpotenzials für Gaskraftwerke -----	450
Tab. 3-6	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch neue Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	451
Tab. 3-7	Weitere wichtige Emissionen (SO _x , N ₂ O, NO _x , NMVOC und Staub), die jährlich durch neue Gaskraftwerke in Deutschland vermieden werden im Vergleich zum Referenzfall-----	451
Tab. 3-8	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	453
Tab. 3-9	Jährlich vermiedener Ressourceneinsatz durch Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	453
Tab. 3-10	Jährliche direkte Kosteneinsparpotenziale durch Brennstoffeinsparungen für Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	454
Tab. 3-11	Öffentliche F&E-Ausgaben (Mio. €) für das Technologiefeld Zentrale Großkraftwerke im internationalen Vergleich -----	456
Tab. 3-12	Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke zum Status Quo (2015)-----	460
Tab. 3-13	Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke zum Status Quo (2015)-----	461
Tab. 3-14	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke-----	462
Tab. 3-15	Abhängigkeit des Technologiefeldes Großkraftwerke von Infrastrukturen -----	463
Tab. 4-1	Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Kohlekraftwerken -----	467

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 2.1 Zentrale Großkraftwerke						
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
Technologiefeld bestehend aus 2 zentralen Technologiegruppen: – Kohlegefeuerte Kraftwerke (Verbrennung) – Gasgefeuerte Kraftwerke						
Technologische Reife: Kohle-KW: Kommerzialisierung (TRL = 9), Gas-KW: Kommerzialisierung (TRL = 9, außer H ₂ -GT)						
Kritische Komponenten: Gasgefeuerte Kraftwerke: Bei Einsatz von wasserstoffreichen Gasen bzw. reinem Wasserstoff: Brennkammer, Brenner, Verdichter, Turbine Kohlegefeuerte Kraftwerke: Biomassezufeuerung: Brennkammer, Brenner, Flexibilisierung: Dickwandige Hochtemperaturkomponenten, Schweißverbindungen, Kohlemühlen						
Entwicklungsziele						
Gasgefeuerte Kraftwerke: Effizienzsteigerung, Flexibilitätssteigerung, Verringerung der NO _x -Emissionen, Einsatz von Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gasen Kohlegefeuerte Kraftwerke: Flexibilitätssteigerung, Bauteilmonitoring, Maßnahmen zur Verminderung von Hg-Emissionen, Zufeuerung von Biomasse, 700 °C-Kraftwerk (internationaler Fokus)						
Technologie-Entwicklung						
Marktpotenzial (installierte Leistung)	National (heute)	National (bis 2050) Min: <2 °C, Max: Ref		International (2013)	International (2050) Min: < 2°C, Max: Ref	
Kohlekraftwerke	49 GW _{netto}	0 - 12 GW _{netto} (kein Neubau)		1.850 GW	264 – 3.575 GW	
Gaskraftwerke	28 GW _{netto}	3,9 - 35 GW _{netto}		1.500 GW	1.861 – 3.341 GW	
Flexibilisierung	GuD		GT		Steinkohle-KW	
	Bestand	Zukunft	Bestand	Zukunft	Bestand	Zukunft
Minimallast (% P _n)	50	35-40	25-30	20	30-40	20
Lastgradienten (% P _n /min)	2	8	8	15	1,5	6
Anfahrzeit Heißstart (h)	0,5-1,5	0,4	< 0,1		2-3	1-2
Anfahrzeit Kaltstart (h)	1,5-3,5	<1,4	< 0,1		10	6
Zukunft: Maximal mögliches Flexibilisierungspotenzial (Neuanlagen)						
F&E-Bedarf						
Kohle- und Gaskraftwerke: Flexibilitätssteigerung (höhere Lastgradienten, Absenkung der Mindestlast, Verbesserung von Teillastwirkungsgraden), optimierte Zustandsüberwachung, Ausschöpfen von Lebensdauerreserven, verbesserte Leittechnik, Stillstandkorrosionseffekte Kohlekraftwerke: Verfahren zur Hg-Rückhaltung, Materialien für Hochtemperaturkomponenten Gaskraftwerke: Effizienzverbesserung (neue Kühlkonzepte und Materialien), NO _x -Reduzierung, Entwicklung von Komponenten für den Einsatz wasserstoffreicher Gase						

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	
<ul style="list-style-type: none"> - Substitution von Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke (spezifische CO₂-Minderung ca. 54 %) - Erhöhung der Effizienz von Gaskraftwerken - Keine CO₂-Emissionen bei Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken 	
Kosteneffizienz	
Kohle- und Gaskraftwerke: Zusätzliche Maßnahmen zur Flexibilisierung oder zur Verbesserung von Umwelteigenschaften erfordern Mehrinvestitionen, die wahrscheinlich durch sonstige Kosteneinsparpotenziale nicht kompensiert werden können (Voraussetzung: Ausreichende Marktanreize)	
Inländische Wertschöpfung	
– Etwa 46 % (ca. 7,8 Mrd. €) des gesamten Auftragsvolumens im Jahr 2015 des deutschen Großanlagenbaus entfällt auf die Sparte Kraftwerkstechnik. Etwa 93 % davon entfällt auf den Export und 7 % auf das Inlandgeschäft.	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
<p>F&E-Portfolio anderer Länder (China, USA, Südkorea, Japan) ist deutlich breiter, wie z. B.:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Effizienzverbesserung von Kohlekraftwerken („700 °C Kraftwerk“) - Kohlekombikraftwerke (IGCC sowie langfristig IGFC) mit CCS - CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung <p>Nationale öffentliche F&E-Ausgaben für Gas- und Kohlekraftwerke fallen im internationalen Ländervergleich niedrig aus.</p>	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
<p>Kohlekraftwerke: Sehr geringe sozialpolitische Akzeptanz, sehr unsicheres energie- und umweltpolitisches Umfeld, Gaskraftwerke: Derzeit keine Akzeptanzprobleme</p> <p>Generell: Notwendige Mehrinvestitionen für weitere Flexibilisierungsmaßnahmen werden durch ein derzeit unzureichendes Marktdesign nicht genügend honoriert (geringe Marktakzeptanz)</p>	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
– Aufgrund von hohen Investitionen ausgeprägte Pfadabhängigkeit (Übliche durchschnittliche Nutzungsdauern: 40-50 Jahre)	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
Netzanschluss, Kühlwasserbedarf, Kohletransport, Gaspipeline, Braunkohletagebau, Fernwärmenetze (im Fall von Heizkraftwerken).	
Systemkompatibilität	
Derzeit und mittelfristig (Transformationsphase) sehr hohe Systemkompatibilität durch Bereitstellung von sicherer, steuerbarer Leistung. Vielfältige Versorgungsaufgaben: Abdeckung positive Residuallast, Regelleistung, netzdienliche Aufgaben wie Spannungs- und Frequenzhaltung, Blindleistungsversorgung, Redispatch, Netzreserve, Fernwärmeversorgung etc.	

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Das Technologiefeld umfasst fossil gefeuerte Großkraftwerke, wobei zwischen kohle-gefeuerten und gasgefeuerten Kraftwerken unterschieden wird. In einem ersten Schritt erfolgt für die Technologien eine kurze Beschreibung, die sowohl die heutige Bedeutung als auch den Stand der Technik beinhaltet. Auf einige Technologievarianten wird im Rahmen von Exkursen eingegangen. Daran anschließend wird für jede Technologiegruppe der Entwicklungsbedarf skizziert.

1.1 Kohlekraftwerke

Im Nachfolgenden wird schwerpunktmäßig auf die Technologien „stein- und braunkohlegefeuerte Kraftwerke“ eingegangen, die auf dem Prinzip der Kohleverbrennung basieren. Kohlekombikraftwerke sowie Polygeneration setzen auf die Kohlevergasung auf. Diese werden im Nachfolgenden in gesonderten Exkursen beschrieben.

Kohlekraftwerke leisten derzeit sowohl national als auch global einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung. Nach Angaben der IEA (IEA 2015) betrug im Jahr 2013 der Anteil kohlegefeuerter Kraftwerke an der globalen Stromerzeugung ca. 41 %, was einer Strommenge von 9.612 TWh entspricht. Die globale installierte Leistung lag im Jahr 2013 bei 1.851 GW. Etwa 45 % (826 GW) der weltweiten Kohlekraftwerkskapazität befindet sich in China. Die Anteile für die USA und die Europäische Union betragen 17,4 % (322 GW) bzw. 10 % (185 GW).

1.1.1 Steinkohlekraftwerke

Die Kapazität der deutschen Steinkohlekraftwerke betrug im Jahr 2014 ca. 34,4 GW_{br} (inkl. Mischfeuerungen) und erreichte einen Anteil an der gesamten installierten Bruttostromerzeugungskapazität von ca. 17 % (BMWi 2016a). Der Anteil an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2015 bei etwa 18,1 %. Nach Angaben des BDEW (BDEW 2016a) betrug die mittlere Vollastbenutzungsstundendauer im Jahr 2015 etwa 3.910 Stunden. Etwa 74 % aller steinkohlegefeuerten Blöcke sind Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK). Die Leistungsgrößen der in 2015 in Betrieb gegangenen Kraftwerkseinheiten bzw. -blöcke liegen zwischen 827 MW (Hamburg Moorburg, Block A) und 911 MW (Großkraftwerk Mannheim, Block 9). Derzeit steht die Fertigstellung der Kraftwerke Datteln (Block 4) mit einer Leistung von 1.052 MW und Hamm (Westfalen D) mit einer Leistung von 765 MW noch aus. Laut Bundesnetzagentur und BDEW (BDEW 2016b) befinden sich keine weiteren Steinkohlekraftwerke in Deutschland in der Planung oder in einem Genehmigungsverfahren.

Stand der Technik

Heutige moderne Steinkohlekraftwerke werden in einer blockspezifischen Leistungsklasse von mehr als 700 MW_{el} gebaut. Wesentliche Entwicklungsziele der letzten Dekaden waren die Steigerung der Frischdampfparameter, die Absenkung des Kondensatordrucks (Optimierung des kalten Endes) sowie die Optimierung der regenerativen Speisewasservorwärmung und des Kesselwirkungsgrads. Alle Maßnahmen zielen auf eine kontinuierliche Wirkungsgradverbesserung ab. Daneben wurden erhebliche Anstrengungen unternommen, um Kosteneinsparpotenziale zu heben. Hierdurch konnten Mehrkosten, die durch die Steigerung der Wirkungsgrade entstanden, größ-

tenteils kompensiert werden. Neuanlagen, die in Deutschland in den letzten Jahren in Betrieb genommen wurden, besitzen Frischdampfparameter von 285 bar und 600° C¹ und erreichen Nettowirkungsgrade von über 46 % (Ehmann et al. 2015; Gade 2015). Sowohl Dampferzeugergröße als auch -technik wurden kontinuierlich weiterentwickelt. Heutige Anlagen sind mit Zwangsdurchlaufkesseln ausgestattet. Die Feuerung erfolgt in der Regel mit Tangentialbrennern. Alle Anlagen sind mit einer einfachen Zwischenüberhitzung ausgelegt. Auf eine doppelte Zwischenüberhitzung, die nochmals eine Wirkungsverbesserung von 1 bis 1,5 Prozentpunkten bedeuten würde, wurde bei den oben genannten Neuanlagen aufgrund der hohen Mehrinvestitionen verzichtet. Alle großen Kohlekraftwerke sind mit hocheffizienten Rauchgasreinigungssystemen ausgestattet. Der Ascheabzug erfolgt bis auf wenige Anlagen trocken. Für die Einhaltung der SO₂- und NO_x-Grenzwerte werden Abgasreinigungssysteme eingesetzt, die seit Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BImSchV) Anfang der 1980er Jahre kontinuierlich weiterentwickelt wurden. Die Reduzierung der Schwefeldioxidemissionen erfolgt in aller Regel mit kalkbasierten Wäschen, während für die Stickoxidreduktion neben feuerungstechnischen Primärmaßnahmen auch Sekundärmaßnahmen wie Selective-Catalytic-Reduction-Prozesse zum Einsatz kommen. Die gereinigten Rauchgase der Kraftwerke werden über den Kühlturm abgeführt. Hierbei handelt es sich in aller Regel um Naturzug-Kühltürme. Die in Deutschland in den letzten Jahren gebauten Steinkohlekraftwerke sind auch im weltweiten Vergleich als höchsteffizient einzuordnen und erfüllen hohe Umweltstandards.

1.1.2 Braunkohlekraftwerke

Die installierte braunkohlegefeuerte Kraftwerksleistung in Deutschland betrug im Jahr 2014 ca. 23 GW_{br} und machte etwa 11,5 % der insgesamt installierten Kraftwerksleistung aus. Der Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2015 bei rund 23,8 % (BMWi 2016a). Nach Angaben des BDEW (BDEW 2016a) betrug die mittlere Vollastbenutzungsstundendauer im Jahr 2015 etwa 6.810 Stunden. In Deutschland sind 23 % aller braunkohlegefeuerten Anlagen als KWK-Anlagen konzipiert. Nach Angaben von Little (2015) sind 44 % der derzeit installierten Braunkohlekraftwerksleistung bzw. 27 von 61 Anlagen älter als 30 Jahre. Im Jahr 2012 gingen die Doppelblockanlage (F und G) in Neurath (2 x 1.050 MW) sowie der braunkohlegefeuerte Kraftwerksblock Boxberg Block R mit 675 MW in Betrieb. Nach Angaben des BDEW (Kraftwerksliste vom 12.05.2016) (BDEW 2016b) befinden sich derzeit zwei Kraftwerksblöcke (BoAPlus Niederaußem 1050 MW, Profen 660 MW) im Genehmigungsverfahren. Angesichts des derzeitigen stromwirtschaftlichen Umfelds ist der Bau dieser Anlagen mehr als ungewiss.

Stand der Technik

Analog zur Steinkohlekraftwerkstechnik sind auch die Blockgrößen von Braunkohlekraftwerken im Laufe der Zeit sukzessive vergrößert worden. Heutige typische moderne Blockgrößen decken eine Leistungsbandbreite von 600 bis über 1.000 MW ab.

¹ Solche Dampfzustände werden im internationalen Sprachgebrauch auch häufig als „ultra-supercritical“ bezeichnet.

Die in jüngerer Zeit in Betrieb genommenen Kohleblöcke besitzen vergleichbare Dampfparameter wie moderne Steinkohlekraftwerke. So betragen die Dampfparameter der Doppelblockanlage Neurath 272 bar und 600 °C. Der Netto-Wirkungsgrad wird mit ca. 43 % angegeben. Neben den üblichen Maßnahmen der Effizienzsteigerung (z. B. Steigerung der Dampfparameter, Prozessoptimierung etc.) besteht eine weitere Möglichkeit darin, Trockenbraunkohle einzusetzen. Beim Trocknungsprozess wird latente Wärmeenergie zurückgewonnen, was wiederum die Effizienz erhöht. Allerdings befindet sich der Trocknungsprozess noch in der Entwicklungsphase, so dass auch die neusten Braunkohlekraftwerke nur über eine konventionelle Mühltrocknung verfügen. Verglichen mit Steinkohlekraftwerken liegen die Verbrennungstemperaturen niedriger, was die Bildung von thermischen Stickoxiden verringert. Die derzeitigen NO_x-Grenzwerte lassen sich daher mit Primärmaßnahmen (z. B. gestufte unterstöchiometrische Verbrennung) einhalten, so dass Sekundärmaßnahmen (Abgasreinigung) nicht erforderlich sind. Wie bei den Steinkohlekraftwerken werden auch in Braunkohlekraftwerken Kalkwäschen zur Rückhaltung der Schwefeldioxidemissionen eingesetzt. Ebenso werden die gereinigten Rauchgase über den Kühlturm fortgeleitet, der in der Regel als Naturzugkühlturm konzipiert ist.

1.1.3 Exkurs: Kohlekombikraftwerke

Neben der direkten Verbrennung besteht eine weitere Option darin, Kohle zu vergasen. Dieses Gas wird wiederum in einem nachgeschalteten Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD- oder Kombi-Prozess) eingesetzt. Durch die Kombination mit einem GuD-Prozess profitiert das Gesamtkonzept auch von der Effizienzverbesserung dieses Prozesses. Aufgrund des hohen Wirkungsgradpotenzials wurde das Kohlekombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle) als besonders attraktiv angesehen. Seit vielen Jahren ist die Kohlevergasung sowie die Entwicklung von IGCC-Komponenten Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte. Die autotherme Kohlevergasung erfolgt bei hohen Temperaturen und Drücken, die in einer Bandbreite von 25 bis etwa 30 bar liegen. Das Synthesegas wird anschließend von Schadstoffen gereinigt und kann in einem Gas- und Dampfprozess genutzt werden. Vorteile des Verfahrens sind neben der hohen Effizienz die Nutzung eines breiten Brennstoffbandes sowie niedrige Emissionen. Das IGCC-Konzept bietet insbesondere Vorteile hinsichtlich einer möglichen CO₂-Abscheidung. Aufgrund des nach einer Shift-Konversion vorliegenden druckaufgeladenen Gases (H₂ und CO₂) bietet sich beim IGCC-Prozess der Einsatz von physikalischen Wäschen (Pre-combustion) an, wodurch die Wirkungsgradverluste gegenüber anderen CO₂-Abscheideverfahren etwas geringer ausfallen². Hierdurch ist das IGCC-Konzept sowohl national als auch international wieder stärker in den Fokus von Forschung und Entwicklung gerückt, was sich an der Anzahl der geplanten IGCC Kraftwerke mit CCS erkennen lässt.

Stand der Technik

Bereits in den 70er Jahren wurden erste IGCC-Demonstrationsobjekte mit Wirkungsgraden bis zu 36 % und Leistungsgrößen bis zu 160 MW_{el} realisiert. In den

²

Vgl. hierzu die Ausführungen zum *Technologiefeld 2.3: CO₂-Abscheidung und Lagerung (CCS)*

1990er Jahren wurden insgesamt fünf kohlebasierte IGCC-Projekte realisiert, die auch als Anlagentypen der zweiten Generation bezeichnet werden. Hiervon wurden drei Anlagen (Buggenum, Puertollano, Vresova) in Europa und zwei Anlagen in den USA (Tampa, Wabash) errichtet. Bis auf die Anlage Vresova (Festbettvergaser) nutzen alle anderen Anlagen sauerstoffgeblasene Flugstromverfahren. Die Leistung der Anlagen liegt in einer Bandbreite von 250 bis 351 MW und die Wirkungsgradbandbreite beträgt 40 bis 43 % (Wietschel et al. 2010). Im Jahr 2013 wurde die Anlage im niederländischen Buggenum außer Betrieb genommen. Die geplante Entwicklungsförderung durch den Bau eines neuen IGCC-Kraftwerks am Standort Eemshaven wurde nicht realisiert. Größere IGCC-Kraftwerke wurden in Deutschland von der RWE AG geplant und projektiert (Ende der 80er Jahre: KOBRA-IGCC, 2014: IGCC Hürth mit CCS), jedoch nicht realisiert. Als wesentliche Gründe sind zum einen die hohen Investitionen sowie zum anderen Akzeptanzprobleme (kohlegefeuerte Stromerzeugung und CCS) zu nennen.

In jüngerer Zeit wurden einige IGCC-Kraftwerke in den USA, China, Japan und Südkorea projektiert. Nachfolgend werden die Anlagen aufgelistet, die bereits in Betrieb genommen wurden bzw. kurz vor der Inbetriebnahme stehen (Stand 2016):

■ Kemper County (USA)

Mit dem Bau der Anlage wurde 2010 begonnen. Die braunkohlebestückte Anlage besitzt eine Leistung von 524 MW_{el} (Syngas) und nahm im Oktober 2016 mit zweijähriger Verspätung ihren Probetrieb (Betreiber: Mississippi Power) auf. Die Anlage ist mit einem KBR-Vergaser (TRIGTM - Wirbelschichtvergasungsverfahren) ausgerüstet. Die gasbasierte Stromerzeugung erfolgt mit Gasturbinen der Fa. Siemens (SGT6). Aus einem Teil des Rauchgases wird mit Hilfe einer Selexol®-Wäsche CO₂ (60 % der Gesamtemissionen) abgeschieden und über eine 60 Meilen lange Pipeline für die Ölförderung (EOR) genutzt (DOE 2016). Mit dem kommerziellen Betrieb soll in 2017 begonnen werden.

■ Energy Edwardsport (USA)

Der kommerzielle Betriebsbeginn der Anlage erfolgte im Jahr 2013 (Baubeginn: 2010). Die Anlage, die über zwei GE-Vergasereinheiten verfügt, besitzt zwei Syngasturbinen (7FB) der Firma General Electric (GE) mit einer Leistung von jeweils 232 MW. Die Leistung der gekoppelten Dampfturbine beträgt 320 MW_{el}. Eine Besonderheit ist die Abscheidung von Quecksilber mit Hilfe eines Adsorptionsverfahrens (DOE 2016).

■ Taean (Südkorea)

Mit dem Bau der Anlage wurde 2011 begonnen, die Inbetriebnahme erfolgte im August 2016. Die Anlage ist mit einem Shell-Vergaser (Bau durch die Fa. Doosan) ausgestattet und verfügt über eine Leistung von 305 MW_{el} und soll einen Wirkungsgrad von 42 % besitzen (Kim 2015). Die Syngasturbinen sind von der Firma GE vom Typ 7FB. Geplant sind zwei weitere IGCC-Projekte (Carpenter 2014). Längerfristig wird der Bau eines IGFC-Hybridkraftwerks angestrebt, indem ein IGCC-Prozess mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (eng. Fuel Cell = FC) gekoppelt werden soll.

■ Nakoso (Japan)

Die erste japanische Demonstrationsanlage besitzt eine Leistung von 250 MW_{el} und ging im Jahr 2007 in Betrieb. Der kommerzielle Betrieb startete im Jahr 2013. Der zweistufige, luftgeblasene Flugstromvergaser von Mitsubishi Heavy Industries (MHI) wird mit Trockenkohle gespeist. Das Syngas wird in einer Gasturbine (130 MW) von Mitsubishi (701DA) zur Stromerzeugung eingesetzt. Als Netto-Anlagenwirkungsgrad werden 42 % genannt (Barnes 2013; Carpenter 2014; Meyer et al. 2014; Wietschel et al. 2010).

■ Osaki (Japan)

Das Osaki-CoolGen-Projekt besteht aus insgesamt 3 Phasen. In der ersten Phase wurde ein IGCC mit einem sauerstoffgeblasenen Vergaser gebaut. Die Anlage besitzt eine Leistung von 170 MW_{el} und wird ihren Betrieb in 2017 aufnehmen. In einer zweiten Phase ist die Integration einer CO₂-Abscheidung vorgesehen. In einer dritten Phase soll die Anlage mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle gekoppelt werden und der Betrieb eines Hybridkraftwerks (IGFC) demonstriert werden. Das Projekt soll bis zum Jahr 2021 vollständig umgesetzt sein (Barnes 2013; Carpenter 2014).

■ Tianjin (China)

Im Rahmen der chinesischen GreenGen-F&E-Initiative wurde ein IGCC-Kraftwerk am Standort Tianjin mit einer Leistung von 250 MW_{el} in Betrieb genommen. Die Anlage ist mit einem sauerstoffgeblasenen Flugstromvergaser (HCERI) ausgestattet, der in China entwickelt wurde. Vergaser gleicher Bauart werden auch in verschiedenen chinesischen Polygeneration-Anlagen eingesetzt. In einer zweiten Phase, die in 2017 anläuft, wird eine CO₂-Abscheidung integriert, mit der ein kleiner Teil des CO₂ abgeschieden werden soll, der wiederum für industrielle Zwecke eingesetzt werden soll. In einer dritten Phase ist die Erweiterung mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle geplant, und es soll der Betrieb eines IGFC-Kraftwerks demonstriert werden. Darüber hinaus ist der Bau von zwei weiteren IGCC-Einheiten mit einer Leistung von jeweils 400 MW_{el} geplant (Carpenter 2014; DOE 2016).

In einem Bericht des IEA Clean Coal Center (Barnes 2013) werden die bisherigen Erfahrungen zusammengefasst, die mit dem Betrieb der wichtigsten großen IGCC-Anlagen weltweit gemacht wurden. Es wird festgestellt, dass seit den 90er Jahren eine Vielzahl von Vergasungstypen, Komponenten etc. eingesetzt und getestet wurden und hierfür einschlägige Erfahrungen vorliegen. Gleichzeitig wird aber auch konstatiert, dass es sich im Gegensatz zu verbrennungsbasierten Stromerzeugungstechniken um Anlagen handelt, die einen deutlich höheren Komplexitätsgrad und somit eine erhöhte Störanfälligkeit aufweisen. Zwar lässt sich bei vielen Projekten ablesen, dass die Verfügbarkeit im Laufe der Betriebsdauer deutlich erhöht werden konnte, allerdings stellt sie nach Ansicht der Autoren nach wie vor ein zentrales Problem dar und ist ein wesentliches Hemmnis für mögliche Investoren. Als ein weiteres zentrales Hemmnis werden die hohen spezifischen Investitionen im Vergleich mit konventionellen Verbrennungskraftwerken gesehen. Die Autoren des Erfahrungsberichts schätzen, dass die Investitionen für ein IGCC-Kraftwerk gegenüber einem konventionellen Kohlekraftwerk um 15-20 % höher liegen. Bei einigen der in jüngerer Zeit gebauten Kraftwerke (z. B. IGCC Kemper) wurden die Bauzeiten sowie die kalkulierten

Kosten deutlich überschritten. Vor diesem Hintergrund wird darauf hingewiesen, dass für das Engineering, die Auftragsvergabe etc. höhere Risikoaufschläge zu kalkulieren sind, so dass die Mehrkosten noch deutlich höher ausfallen können. Unternehmen, die sich entscheiden, zukünftig IGCC-Anlagen zu errichten, werden von den Autoren aus innovationsökonomischer Perspektive als „first mover“ gesehen, die ein erhebliches Investitionsrisiko eingehen, dafür aber evtl. längerfristig Wettbewerbsvorteile besitzen könnten. Daher wird die Forderung an die politischen Entscheidungsträger erhoben, das Investitionsrisiko bzw. die anfänglich bestehenden Kostennachteile durch entsprechende Maßnahmen und Instrumente (z. B. Subventionen) zu kompensieren.

Zusammenfassend ist darauf hinzuweisen, dass fast alle neueren IGCC-Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung ausgerüstet sind bzw. diese in Folgephasen implementiert werden sollen. Längerfristig wird insbesondere in China, Japan und Südkorea die Kombination mit stationären Brennstoffzellen (Hybridkraftwerke) als eine mögliche Zukunftsoption gesehen. Eine wesentliche Motivation für den Bau von IGCC-Kraftwerken ist die Möglichkeit, ein breites Brennstoffband (also auch minderwertige Kohle) nutzen zu können. Dies eröffnet einigen Ländern (z. B. China), eigene Kohlevorkommen zu nutzen und Importabhängigkeiten zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund ist auch der Bau von Polygeneration-Anlagen zu sehen, in denen auch die Erzeugung chemischer Produkte (z. B. Kraftstoffe, Ammoniak, Methanol etc.) möglich ist und erdöl- bzw. erdgasbasierte Energieträger substituiert werden können.

Die angestrebten Wirkungsgrade der aktuell gebauten IGCC-Kraftwerke liegen bei etwa 42 %. Ein Effizienzvergleich mit heutiger konventioneller Kraftwerkstechnik verdeutlicht, dass die aktuell gebauten IGCC-Kraftwerke keinen Effizienzvorteil besitzen. Grundsätzlich weisen IGCC-Kraftwerke noch ein sehr hohes Effizienzpotenzial auf (z. B. durch optimierte Vergasungsprozesse, Steigerung der Wirkungsgrade von Gas- und Dampfturbinen, Kombination mit Brennstoffzellen). Allerdings ist davon auszugehen, dass dieses nur langfristig erschlossen werden kann und hierfür noch erhebliche F&E-Aktivitäten (z. B. Wasserstoffgasturbine, Hochtemperaturbrennstoffzelle etc.) notwendig sind. Der Einsatz einer „neuen“ Technik ist immer im Vergleich mit den bestehenden Konkurrenztechniken zu sehen. Vor diesem Hintergrund ist darauf hinzuweisen, dass auch konventionelle Kohlekraftwerke noch ein erhebliches Effizienzpotenzial besitzen (z. B. 700 °C Kraftwerk mit realisierbaren Nettowirkungsgraden von 50 %), das in der Vergangenheit deutlich unterschätzt wurde (Rennings et al. 2013; Wietschel et al. 2010).

1.1.4 Exkurs: Stoffliche Kohlenutzung und Polygeneration

Nach Meyer et al. (2014) betrug der Einsatz fossiler und nachwachsender Kohlenstoffträger für die *organische Basischemie* in Deutschland im Jahr 2011 ca. 21,5 Mio. t. Etwa 88 % davon sind fossil basierte Rohstoffe. Mit etwa 15,2 Mio. t (ca. 15 % des gesamten Erdölverbrauchs) machen Erdölderivate den größten Anteil aus, gefolgt von Erdgas (3,2 Mio. t) und Kohle (0,4 Mio. t). Die Menge kohlenstoffbasierter, nachwachsender Rohstoffe betrug ca. 2,7 Mio. t. Geleitet von der Motivation, die Importabhängigkeit von Erdgas und Erdöl zukünftig deutlich senken zu wollen, wird aktuell der Einsatz von heimischer Braunkohle zur Herstellung von Kraftstoffen und Chemikalien auch in Deutschland diskutiert (Elsen et al. 2015). Nach einer Potenzi-

alabschätzung von Meyer et al. (2014) ließe sich alleine der Kohlenstoffbedarf der organischen chemischen Industrie mit einem Viertel der gegenwärtigen deutschen Braunkohleförderung decken. In diesem Zusammenhang ist auch auf den Bericht der Enquete-Kommission des Landes NRW (Zur Zukunft der chemischen Industrie in NRW im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren) hinzuweisen, der im Jahr 2015 veröffentlicht wurde und sich sehr detailliert mit der stofflichen Kohlenutzung auseinandersetzt (Landtag NRW Enquete-Kommission 2015). Eine wesentliche Grundlage ist ein von der Enquete-Kommission in Auftrag gegebenes Gutachten (Meyer et al. 2014), das von der Technischen Universität Bergakademie Freiberg zu diesem Thema angefertigt wurde. In diesem Gutachten werden die verschiedenen Veredlungsoptionen dargestellt, der Stand der Technik dokumentiert und verschiedene Veredlungsmöglichkeiten bewertet. Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf dem Abschlussbericht der Enquete-Kommission sowie auf dem Gutachten der TU Bergakademie Freiberg.

Stand der Technik

Basisvarianten für die Nutzung von (Braun-) Kohle zur Herstellung von Basis-Chemiegrundstoffen und -produkten sowie Kraftstoffen sind die direkte und indirekte Kohleverflüssigung. Während die direkte Kohleverflüssigung (Bergius-Pier-Verfahren) auf den Einsatz von Kohlen mit einem niedrigen Inkohlungsgrad beschränkt ist, ist das Anwendungsspektrum der indirekten Kohleverflüssigung deutlich breiter und ermöglicht z. B. auch die Verwendung von Steinkohlen. Zudem handelt es sich bei der direkten Hydrierung um ein hochkomplexes Verfahren mit anspruchsvollen Prozessbedingungen. Weltweit wird derzeit nur eine einzige Demonstrationsanlage (Sumpffphasehydrierung) mit direkter Kohleverflüssigung (Standort Odos in China, Auslegungskapazität: 1 Mio. t/a Kraftstoff) betrieben.

Hingegen haben sich Verfahren der indirekten Kohleverflüssigung durchgesetzt, bei denen die Kohle zu Synthesegas umgesetzt wird. Mit einer nachgelagerten Fischer-Tropsch-Synthese lassen sich unterschiedlichste Kraftstoffe erzeugen. Größere Anlagen werden zurzeit in Südafrika (Sasol) sowie in China betrieben.

Eine weitere Option der Synthesegasnutzung ist die nachgelagerte Methanolsynthese, mit der eine Synthetisierung von Olefinen, Aromaten etc. möglich ist. Der eingesetzte Vergasertyp hängt maßgeblich von der Art des Einsatzbrennstoffes bzw. der Kohle ab. In aller Regel handelt es sich bei neuen Anlagen um Flugstromvergaser.

Alle Komponenten der indirekten Kohlevergasung sind kommerziell verfügbar. Die derzeitigen regionalen Schwerpunkte der Kohlevergasung sind China, Südafrika, Südostasien und die USA. Hinsichtlich der möglichen Syntheserouten ist auf das besondere Engagement Chinas hinzuweisen. So werden derzeit in China sämtliche Prozessketten demonstriert und kommerziell betrieben. Dies umfasst sowohl die Fischer-Tropsch-Synthese, methanolbasierte Synthesen sowie die methanolbasierte Produktion höherwertiger Chemikalien (z. B. Olefine). Nach Meyer et al. (2014) ist die Herstellung von Kohlechemie-Produkten durch einen hohen prozess- und anlagentechnischen Aufwand charakterisiert, der durch aufwändige Neben- und Infrastrukturanlagen noch vergrößert wird und einen erheblichen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen Verfahren hat. So lässt sich nach An-

sicht der Autoren die Konkurrenzfähigkeit zu erdgasbasierten Synthesegasprodukten nur erhöhen, wenn eine bereits vorhandene Infrastruktur eines Kraftwerks- und Chemiestandortes mitgenutzt werden kann, wodurch ein Kostenpotenzial gehoben werden kann. Ob ein Verfahren zum Einsatz kommt und konkurrenzfähig ist, hängt nicht zuletzt maßgeblich von den Preisen der eingesetzten Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl) sowie von den am Weltmarkt zu erzielenden Produktpreisen ab.

Das Gutachten der NRW Enquete Kommission (Landtag NRW Enquete-Kommission 2015) stellt fest, dass im Vergleich zu den aktuellen Rohstoffbasen Erdöl, Erdgas und nachwachsenden Stoffen die CO₂-Emissionen bei einer stofflichen Nutzung der Kohle mindestens doppelt so hoch sind.

Unter *Polygeneration* werden die gleichzeitige Produktion von Strom sowie die Erzeugung von Syntheseprodukten verstanden. Dabei wird nicht das gesamte, sondern nur ein Teil des Synthesegases in einem Kombikraftwerk zur Stromerzeugung genutzt. Vorteile bestehen nach Meyer et al. (2014) in einer erhöhten Betriebs- und Marktflexibilität. Gegenüber konventioneller Stromerzeugung bieten Polygeneration-Anlagen auch hinsichtlich CO₂-Emissionen einen Vorteil, da das CO₂ des nicht verstromten Synthesegases nicht direkt emittiert, sondern in Produkten gebunden wird³. Inwieweit der erzeugte Strom kostengünstiger gegenüber einer konventionellen fossilen Stromerzeugung ist, hängt maßgeblich von den Syntheseproduktkosten bzw. den am Markt zu erzielenden Preisen ab. Derzeit lässt sich die Wirtschaftlichkeit eines Polygeneration-Kraftwerks nicht darstellen. Wie bereits beim IGCC sind die hohen Investitionen ein wesentliches Hemmnis. Mögliche Kosteneinsparpotenziale werden bei der Vergaserinsel und der Gasaufbereitung gesehen. Derzeit gibt es weltweit keine Polygenerationanlage. Hinzuweisen ist auf das chinesische IGCC-GreenGen-Projekt, das in einer zweiten Phase zu einer Polygeneration-Anlage ausgebaut werden soll. Ein weiteres Polygeneration-Projekt ist das Texas Clean Energy Project, das den Bau einer Anlage zur Ammoniak- und Harnstoffsynthese vorsieht, bei gleichzeitiger Auskopplung von Strom. Ein Teil des entstehenden CO₂ soll abgeschieden und für EOR genutzt werden. Die Anlage, die in Penwell (Texas) errichtet werden soll, wurde mit Hilfe eines chinesischen Unternehmens (China Huanqui Contracting & Engineering Corporation (HQC)) konzipiert.

Nach Meyer et al. (2014) ist der Bau von Polygeneration-Anlagen in Deutschland derzeit aufgrund der hohen Investitionskosten und daraus resultierenden hohen Stromgestehungskosten sehr unwahrscheinlich. Dies gilt insbesondere für sogenannte Stand-alone-Anlagen. Ein mögliches Kostenreduktionspotenzial wird in der Nutzung bestehender Infrastrukturen von Chemie- und Kraftwerksstandorten gesehen. Für eine Reduktion der CO₂-Emissionen bietet sich nach Meyer et al. (2014) darüber hinaus die Einbindung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff, die Mitnutzung von Biomasse und biogenen Sekundärrohstoffen an.

³ Je nach Produkt kann es sich dabei um eine kurz-, mittel- oder langfristige Bindung (Tage bis Jahre) von CO₂ handeln.

1.2 Entwicklungsbedarf für kohlegefeuerte Kraftwerke

Bevor auf den aus heutiger Sicht erforderlichen Entwicklungsbedarf im Detail eingegangen wird, erfolgt ein Vergleich mit dem Entwicklungsbedarf, der im Rahmen der Vorläuferstudie „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ (Wietschel et al. 2010) seinerzeit gesehen wurde. In diesem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass sich die seinerzeit geltenden Randbedingungen (insbesondere für Deutschland) grundlegend verändert haben. Diese lassen einige der damaligen vorgeschlagenen Entwicklungsmaßnahmen in einem anderen Licht erscheinen. So wurde der Ausbau erneuerbarer Energien in seiner Dynamik und Ausprägung deutlich konservativer eingeschätzt. Diese Änderungen bewirkten eine Veränderung der Rolle fossil gefeuerter Kraftwerke im Kontext des Strommarktes. Während seinerzeit davon ausgegangen wurde, dass kohlegefeuerte Kraftwerke auch zukünftig zur klassischen Grund- und Mittellastversorgung eingesetzt werden, rückt heute der Aspekt der Flexibilisierung (z. B. höhere Lastrampen, zunehmende Anzahl von Lastwechseln) immer mehr in den Vordergrund. In diesem Zusammenhang verliert das seinerzeit favorisierte 700 °C-Kraftwerk insbesondere aus technischen Gründen (fehlende Flexibilität) zumindest für die zukünftige Stromversorgung Deutschlands an Bedeutung. Während seinerzeit die Effizienzsteigerung höchste F&E-Priorität besaß, steht heute vornehmlich die Verbesserung von Flexibilitätseigenschaften im Fokus. Aufgrund von mangelnder Akzeptanz, den fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen sowie hohen Investitionskosten sind der zukünftige Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) sowie insbesondere die Implementierung von CO₂-Abscheidungs-techniken in kohlegefeuerten Kraftwerken unwahrscheinlich. Dies führt wiederum dazu, dass die Chance eines Einsatzes von Kohlekombikraftwerken in Deutschland sehr gering sein dürfte.

Allerdings ist auch festzustellen, dass ein Großteil des seinerzeit aufgezeigten Entwicklungsbedarfs nach wie vor aktuell ist. Beispielhaft zu nennen sind hier die Effizienzsteigerung und Verbesserung von Dampfturbinen. Darüber hinaus können die im Rahmen des 700 °C-Kraftwerks gewonnenen Erkenntnisse dazu genutzt werden, die Flexibilitätseigenschaften von Hochtemperaturkomponenten zu verbessern. In diesem Zusammenhang ist die Entwicklung von neuen Füge- und Schweißtechniken, die Materialqualifizierung, die Verbesserung des Verständnisses von Mikrostrukturen und Langzeitstabilität sowie von bruchmechanischen Eigenschaften zu nennen. Insbesondere ist auch auf die Verbesserung von Lebensdauervorhersagen hinzuweisen, die im Kontext der neuen, flexibleren Versorgungsrolle von Kohlekraftwerken noch zunehmend an Bedeutung gewinnen werden. Auch zukünftig wird die Materialforschung auf dem Gebiet der kohlegefeuerten Kraftwerke eine Schlüsselrolle einnehmen.

Durch die in Deutschland eingeleitete Energiewende zeichnet sich ab, dass in Deutschland zukünftig keine neuen Kohlekraftwerke mehr gebaut werden. Im aktuellen Klimaplan (BMU 2016) der Bundesregierung wird allerdings darauf hingewiesen, dass bestehende effiziente Kohlekraftwerke im Rahmen des Transformationsprozesses eine wichtige Brückentechnologie darstellen. Daher fokussiert sich der Entwicklungsbedarf aus nationaler Sicht auf den Kraftwerksbestand und dessen Erhaltung.

Nach Angaben des VDMA (VDMA 2016) betrug das Auftragsvolumen von Erdgas- und Kohlekraftwerken im Jahr 2015 ca. 8,4 Mrd. €, was einem Anteil von 46 % des gesamten Auftragseingangs im Großanlagenbau entspricht. Die Kraftwerksindustrie besitzt somit eine große Bedeutung für den Großanlagenbau. Von diesem Auftragsvolumen entfielen gut 7 %⁴ (ca. 600 Mio. €) auf das Inlandsgeschäft und 93 % auf den Export. Dies bedeutet, dass der Fokus der Herstellerindustrie in erster Linie auf dem Exportgeschäft liegt, das auch den Neubau von Kraftwerken und Komponenten beinhaltet. Da die in Deutschland durch die Energiewende bedingten Randbedingungen nicht auf andere Länder und Märkte übertragen werden können, resultiert aus internationaler Sicht ein Entwicklungsbedarf, der sich von dem auf Deutschland fokussierten Bedarf unterscheidet.

Im Nachfolgenden wird der Entwicklungsbedarf (national und international) kurz skizziert. In Kapitel 4 erfolgt eine Bewertung der Maßnahmenkategorien hinsichtlich der Relevanz für den nationalen und den internationalen Markt. Der im Nachfolgenden skizzierte Entwicklungsbedarf wird in die Kategorien Flexibilität, Effizienz/Klima, Umwelt sowie neue Technologien gegliedert.

■ Flexibilität

Durch die Zunahme des Umfangs sowie der Volatilität erneuerbarer Stromerzeugung hat sich die Betriebsweise thermischer Kraftwerke in Deutschland stark verändert. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend fortsetzen wird. So wird erwartet (VDE 2012), dass die Lastrampen in Deutschland bei stark steigenden PV- und Windkraftanteilen im Extremfall 15 GW/h betragen können. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass Stillstandzeiten und die Häufigkeit der Lastwechsel deutlich zunehmen werden (Markewitz et al. 2015b). Dies wiederum stellt zukünftig hohe Flexibilitätsanforderungen an thermische Kraftwerke. So wird der nationale Fokus zukünftiger F&E-Aktivitäten auf der Reduktion der Anfahrzeiten, der Absenkung der Minimallast (z. B. Einmühlenbetrieb, Plasmabrenner), der Verbesserung der Lastgradienten sowie der Verbesserung der Teillastwirkungsgrade liegen. Der Einsatz von Plasmabrennern hätte zudem den Vorteil, dass ein Öleinsatz für den Anfahrvorgang nicht mehr notwendig wäre, was die Betriebskosten reduzieren würde. Tab. 1-1 beinhaltet sowohl die Flexibilisierungseigenschaften heutiger Kraftwerke als auch das Verbesserungspotenzial. Da in Deutschland derzeit mit dem Bau neuer Kohlekraftwerke nicht zu rechnen ist, gilt es, die Flexibilitätseigenschaften von Bestandskraftwerken zu verbessern. In Tab. 4-1 ist eine Vielzahl von F&E-Maßnahmen aufgelistet, die unter der Kategorie Flexibilisierung zu verstehen sind. Hierzu zählen nicht nur Primäreigenschaften wie z. B. die Verkürzung von An- und Abfahrzeiten oder die Absenkung der Mindestlast. Durch die veränderten Randbedingungen ist auch davon auszugehen, dass Kraftwerke auch über längere Zeiträume nicht betrieben werden. Vor diesem Hintergrund sind beispielsweise auch Stillstandkorrosionseffekte in den Fokus zu nehmen. Da im Rahmen des Energiewende-Transformationsprozesses die Nutzungsdauer insbesondere von jüngeren Kohlekraftwerken niedriger sein dürfte als geplant, besteht zum Beispiel die Möglichkeit, Auslegungsgrenzen auszuschöpfen, was allerdings nur mit einer verbesserten Zustandserfassung möglich ist. Dies wieder-

4

Das Inlandsgeschäft erreicht damit ein historisches Tief.

rum setzt die Entwicklung von neuen Methoden für eine optimale Lebensdauervorhersage auf Komponentenebene wie beispielsweise eine Ausweitung der Messtechnik voraus.

Tab. 1-1 Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Kohlekraftwerken

	Einheit	Braunkohle-Staubfeuerung			Steinkohle-Staubfeuerung		
		Heute		Flexibilisierungspotenzial ¹⁾	Heute		Flexibilisierungspotenzial ¹⁾
		Bestand	Neuanlage		Bestand	Neuanlage	
Typische Größenklassen	MW	150 - 900	1.100		100-860 ⁹⁾	1.000	
Nenn-Wirkungsgrad	%	30 - 43	43,5		33-45	46	
Abnahme bei Teillast ²⁾	%-Punkte	bis 6 ⁸⁾	k. A.		bis 6 %	bis 6 %	
Minimallast ^{4),10)}	%P _n	60	50	25 ³⁾ - 40	30 - 40	25	20 ⁵⁾⁷⁾
Lastgradient	%P _n /min	1	3	4-5	1,5	3 - 4	6
Im Lastbereich 50 – 90 %P _n				Im Lastbereich 40 – 90 %P _n			
Anfahrzeit Heißstart (< 8 h) ⁶⁾	h	6	4	2	2-3	1,5-2,5	1 - 2
Anfahrzeit Kaltstart (>48 h)	h	10	5	4	10	8	6

Anmerkungen:

k. A.: Es liegen keine Angaben vor

¹⁾ Zielvorstellungen bzw. Optimierungspotenzial

²⁾ Höchstwert: Teillastwirkungsgrade bei Mindestlast (vgl. Jeschke et al. 2012)

³⁾ mit BoAPlus-Design theoretisch möglich

⁴⁾ Einblockanlagen, Duo-Blockanlagen ermöglichen kleinere Minimallasten einer Gesamtanlage

⁵⁾ Direkte Feuerung, gilt auch für Bestandsanlagen

⁶⁾ In einigen Publikationen wird der Heißstart differenziert. Für einen Heißstart nach 2 h werden für Steinkohlekraftwerke Anfahrzeiten von 1,5 Stunden genannt (vgl. Trautmann et al. 2007).

⁷⁾ Indirekte Feuerung < 10 % (vgl. Jeschke et al. 2012)

⁸⁾ Bereich 70 – 90 % P_n : 1 bis 2 % vgl. (Haase 2012)

⁹⁾ Es existiert auch eine Vielzahl von Blöcken, deren Kapazität deutlich unter 100 MW liegt.

¹⁰⁾ Wird häufig auch als Parklast bezeichnet.

Quelle: Frohne (2011); Görner und Sauer (2016); Hille (2012); Jeschke et al. (2012); Lüdke (2012); Trautmann et al. (2007); VDE (2012)

■ Effizienz/Klima

Die durch die Energiewende gesetzten Rahmenbedingungen werden zu einer vermehrten Teillastfahrweise von konventionellen Kraftwerken führen. In diesem Kontext ist eine Verbesserung der Teillastwirkungsgrade anzustreben (siehe hierzu Markewitz et al. 2015b). Für die Entwicklung und den Bau neuer Kraftwerke sind die Möglichkeiten der Effizienzverbesserung zu ergreifen, wie sie in der Vorläuferstudie „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ ausführlich beschrieben wurden. Hier geht es im Wesentlichen darum, die Frischdampfzustände (z. B. 700 °C-Kraftwerke) deutlich zu steigern, um Wirkungsgrade von etwa 50 % zu erreichen. Hinsichtlich der Klimarelevanz ist die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken eine wichtige mögliche Option. Angesichts des großen weltweiten kohlegefeuerten Kraftwerksbestandes ist die Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken mit einem CO₂-Abscheideverfahren von besonderer Bedeutung. Ein Beitrag zur Minderung von CO₂-Emissionen könnte die Ausweitung des Brennstoffportfolios sein. Hierzu zählt die Zufeuerung von Biomasse bzw. bei kleineren Kraftwerkseinheiten die komplette Umstellung auf einen Biomasseeinsatz. Derartige Maßnahmen erfordern jedoch eine fundierte Biomassecharakterisierung. Als weitere F&E-Maßnahmen sind Auswirkungen auf den Aschegehalt hinsichtlich Weiterverwendung, möglicher Korrosionsprobleme an den Überhitzerrohren aufgrund chlorhaltiger Rauchgasbestandteile sowie eine mögliche DENOX-Deaktivierung⁵ zu untersuchen. Darüber hinaus gilt es, geeignete Multifuel-Brenner zu entwickeln.

■ Umwelt

Auf der Basis der EU-Industrieemissions-Richtlinie (IED) und den Definitionen der jeweils besten verfügbaren Technologien (BVT) wurden die Grenzwerte der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BImSchV) angepasst. Grenzwerte werden für die drei Anlagenklassen Altanlagen (vor 2002/2003 errichtet), bestehende Anlagen (vor 2014 errichtet) und Neuanlagen angegeben. Ausgangspunkt sind die im Rahmen der IED definierten Technologieblätter, in denen der Stand der Technik festgelegt wird und die als EU Mindeststandards zu verstehen sind. Die dort angegebenen Bandbreiten dienen den nationalen Gesetzgebern der EU-Staaten als Orientierungshilfe bei der Festlegung der nationalen Grenzwerte. Dem Deutschen Bundestag (2016) zufolge werden derzeit die BVT-Merkblätter und damit die Beschreibung der BVT-Techniken überarbeitet. Die BVT-Schlussfolgerungen werden dann für den nationalen Anpassungsprozess bzw. der Novellierung der 13. BImSchV genutzt. Im Vorfeld dieses Prozesses wurden bereits im politischen Raum aktuell Forderungen (Deutscher Bundestag 2016) erhoben, einige bestehende Grenzwerte (NO_x-Grenzwerte für Braunkohlekraftwerke) abzusenken. In der Diskussion (VDMA 2016) ist eine Absenkung von Grenzwerten auf 10 bis 130 mg/Nm³ (SO₂) bzw. 85 bis 165 mg/Nm³ (NO_x) für kohlegefeuerte Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 300 MW. Es ist davon auszugehen, dass die Vorgabe deutlich niedrigerer Werte eine Nachrüstung mit NO_x-Sekundärmaßnahmen von Braunkohlekraftwerken sowie zusätzliche technische Modifizierungsmaßnahmen bei den derzeit bestehenden Entschwefelungsanlagen und

⁵ Chlorhaltige Rauchgasbestandteile können zur einer Deaktivierung der eingesetzten Katalysatoren führen.

einen entsprechenden Entwicklungsbedarf erfordern. Gleiches gilt für die Vorgabe von Grenzwerten für Quecksilberemissionen, die im Zuge der Novellierung deutlich herabgesetzt werden sollen.

Gemäß 13. BImSchV liegt der Quecksilbergrenzwert für Kohlekraftwerke bei $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (Tagesmittelwert) bzw. für Neuanlagen und Altanlagen (ab 2019) bei $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (Jahresmittelwert). Motiviert durch die Diskussion um Quecksilberemissionen bzw. die gesetzten Hg-Emissionsgrenzwerte in den USA beabsichtigt die Europäische Union, Grenzwerte für Quecksilber EU-weit vorzugeben. So werden auf der Basis des derzeitigen „Document of Best available Techniques for large combustion power plants“ (BAT) Grenzwerte (Steinkohlekraftwerke: $<1\text{--}4 \mu\text{g}/\text{m}^3$, Braunkohlekraftwerke: $1\text{--}7 \mu\text{g}/\text{m}^3$) genannt, die dem Stand der Technik entsprechen. Zum Vergleich: Nach Kather und Klostermann (2015) liegen die umgerechneten, vergleichbaren US-Grenzwerte bei $2,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (Steinkohle) und $5,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (Braunkohle), wobei es sich um Mittelwerte (30 Tage) handelt. Unterstellt wurden bei der Umrechnung Kohlekraftwerke, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen. Nach Beckers et al. (2009) wurde vom Umweltbundesamt im Jahr 2009 eine Auswertung hinsichtlich Quecksilberemissionen von deutschen Kohlekraftwerken vorgenommen. Danach liegen die mittleren Betriebswerte von nur wenigen Anlagen oberhalb von $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Von 20 untersuchten Standorten mit Steinkohlekraftwerken lag die Hälfte im Bereich unter $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ im Jahresmittel, die übrigen zwischen 3 und $12 \mu\text{g}/\text{m}^3$ mit Schwerpunkt im unteren Intervallbereich. Für die 14 Standorte mit Braunkohlekraftwerken ergaben sich etwas höhere Jahresmittelwerte im Bereich zwischen 3 und $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Auch VGB (2016) nennt für einige ausgewählte Anlagen vergleichbare Werte.

Eine Herausforderung besteht darin, dass ab dem Jahr 2019 auch Altanlagen den derzeitigen Grenzwert von $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (Jahresmittelwert) einzuhalten haben. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass im Rahmen der EU-Gesetzgebung niedrigere Grenzwerte (BAT) vorgeschlagen werden. Unklar ist derzeit, welche Grenzwerte in nationales Recht überführt werden. Vor diesem Hintergrund besteht jedoch die Notwendigkeit, Möglichkeiten einer möglichen Quecksilberabscheidung stärker in den Blick zu nehmen. Aufgrund des brennstoffbedingten höheren Quecksilbergehaltes stehen braunkohlegefeuerte Kraftwerke in einem besonderen Fokus. In diesem Zusammenhang ist auch auf das Positionspapier der VGB-Arbeitsgruppe Hg^{Cap} (März 2016) hinzuweisen, das sich mit den Grenzwerten und möglichen Abscheideverfahren beschäftigt (VGB 2016).

Neben den üblichen Möglichkeiten (siehe Sloss 2015) wie Effizienzsteigerung, Brennstoffwechsel oder Rückhaltung durch SO_x - und NO_x -Rauchgasreinigungsverfahren existieren eine Reihe weiterer Optionen, Quecksilberemissionen aus kohlegefeuerten Kraftwerken zu reduzieren. Folgende Möglichkeiten werden derzeit diskutiert (vgl. VGB 2016) oder befinden sich teilweise in der Erprobungsphase:

- Zugabe von Bromid bzw. Bromidsalz zum Brennstoff bzw. bromider Aktivkohle zur Aufoxidierung von Hg
- Zugabe von Additiven bzw. Sorbentien in bestehenden Rauchgasreinigungssystemen (Staubabscheidung, Rauchgasentschwefelungs- und Entstickungsmaßnahmen)

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass eine Verbesserung von Messverfahren notwendig ist, da nach Kather und Klostermann (2015) die Messungenauigkeiten heutiger Verfahren in einem Bereich von 0,5 bis 1,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ und somit nahe an den eigentlichen Grenzwerten liegen.

■ Neue Technologien (Kohlekombikraftwerke)

Unter neuen Technologien wird die Erweiterung um prinzipielle Techniklinien verstanden. Hierzu zählen Kohlekombikraftwerke (z. B. IGCC oder auch IGFC). Neue visionäre Techniklinien wie z. B. Mehrfachdampfprozesse werden nicht aufgeführt, da sie derzeit weltweit nicht zum Forschungsportfolio gehören und eine Entwicklung äußerst unwahrscheinlich ist (vgl. hierzu auch Markewitz et al. 2015b).

1.3 Gasgefeuerte Kraftwerke

Die weltweit installierte Leistung gasgefeuerter Kraftwerke betrug im Jahr 2013 etwa 1.500 GW, was einem Anteil an der gesamten installierten Kraftwerksleistung von 25,5 % entspricht (IEA 2015). Der Anteil gasgefeuerter Kraftwerke an der gesamten weltweiten Stromerzeugung betrug im Jahr 2013 knapp 22 %. Im weltweiten Vergleich sind etwa 30 % (448 GW) aller Gaskraftwerke in den USA installiert. Die Anteile betragen für die EU 14,2 % (214 GW), Russland 7,7 % (115 GW) und Japan 5,3 % (79 GW).

Die installierte Kapazität von Gaskraftwerken in Deutschland betrug nach Angaben des BMWi (BMWi 2016a) im Jahr 2014 ca. 26,9 GW, was einem Anteil an der gesamten deutschen Bruttokraftwerksleistung von 13,3 % entspricht. Die Bruttostromerzeugung belief sich im Jahr 2015 auf rund 59,6 TWh (ca. 9,1 % an der gesamten Erzeugung). Die Volllastbenutzungsstundendauer betrug nach Angaben des BDEW (BDEW 2016a) im Jahr 2015 etwa 2.030 Stunden. Gemäß der Kraftwerksliste des BDEW (BDEW 2016b) befinden sich derzeit fünf größere GuD-Anlagen im Bau (Gesamtleistung: ca. 1.460 MW), wovon vier Anlagen in Kürze ihren Betrieb aufnehmen. Die Blockleistung liegt in einer Bandbreite von 75 bis 595 MW. Für vier weitere GuD-Anlagen (Gesamtleistung: 1.875 MW) wurden bereits Genehmigungen erteilt und weitere vier GuD-Anlagen (ca. 3.000 MW⁶) befinden sich derzeit im Genehmigungsverfahren.

Stand der Technik

■ Gasturbinenkonzepte für den stationären Einsatz

Nach Markewitz et al. (2015a) sind fast alle heute eingesetzten Gasturbinen offene Gasturbinenprozesse. Bei der Gasturbinenbauart ist zu unterscheiden zwischen Gasturbinen schwerer Bauart (Heavy Duty, HD) sowie leichter Bauart (Aeroderivate,

⁶ Die Angabe der Blockgrößen ist derzeit noch sehr unsicher.

AD). Bei letzteren handelt sich um triebwerksabgeleitete Aggregate, die in kleineren Leistungsbereichen eingesetzt werden. Heavy-duty-Gasturbinen werden in einem Leistungsbereich von bis zu 350 MW (z. B. Siemens SGT5-8000H: 340 MW, General Electric GE9H: 325 MW, Mitsubishi 701FE: 334 MW) angeboten. Heute erreichbare Wirkungsgrade liegen je nach Bauart und Größe in einem Bereich von 30 – 40 % (HD) bzw. 30 – 44 % (AD). Weitere Effizienzsteigerungen und Leistungserhöhungen können durch eine Vielzahl von Maßnahmen erreicht werden. Diese sind hauptsächlich Zwischenkühlung und Rekuperation, Zwischenverbrennung, Eindüsung von Wasserdampf in die Brennkammer (Steam Injected Gas turbine: STIG) sowie die Aufsättigung der Verbrennungsluft (Humid Air Turbine Prozess: HAT). Fast alle Konzepte sind bis zur kommerziellen Reife entwickelt worden. Ihr Einsatz scheiterte aber oftmals an den zu hohen Investitionen. Eine ausführliche Beschreibung der Konzepte findet sich in Markewitz et al. (2015a) und Wietschel et al. (2010). Besondere Vorteile eines Gasturbinenbetriebs sind hohe Leistungsgradienten, Schwarzstartfähigkeit sowie kurze Anfahrzeiten.

■ GuD-Kraftwerke

Erst die signifikante Steigerung der Gasturbinenwirkungsgrade eröffnete die Möglichkeit der Kopplung eines Gasturbinen- und Dampfkraftprozesses. Modernste Anlagen erzielen heute Wirkungsgrade von 61 %. Die Wärme des Abgases wird bei heutigen Anlagen mit 3-Druck-Abhitzedampferzeugern genutzt, mit denen hohe Frischdampfzustände (z. B. Kraftwerk Irsching: 600 °C/170 bar, ZÜ 600 °C/35 bar) erreicht werden. Der nachgeschaltete Dampfturbosatz hat demzufolge höchsten Anforderungen zu genügen. So besteht der Dampfturbosatz des Kraftwerks Irsching aus einer kombinierten Hochdruck-/Mitteldruckturbine und einer zweiflutigen Niederdruckturbine. Große GuD-Anlagen sind in aller Regel als Einwellenanlagen (single shaft) konzipiert. Der Dampfprozess ist in vielen Fällen für eine zusätzliche Auskoppelung von Dampf ausgelegt, der sowohl als Fernwärme als auch als Prozessdampf genutzt werden kann. Weitere Beschreibungen finden sich in Görner und Sauer (2016), Markewitz et al. (2015a) und Wietschel et al. (2010).

1.4 Entwicklungsbedarf von Gaskraftwerken

Die schon in der Vorläuferstudie „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ skizzierten F&E-Empfehlungen (Wietschel et al. 2010) sind nach wie vor aktuell. Der dort skizzierte Entwicklungsbedarf fokussiert sich im Wesentlichen auf die Effizienzsteigerung, was eine Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur erforderlich macht. Hierfür sind wiederum die Modifizierung und die Entwicklung neuer Kühlkonzepte erforderlich, die in enger Korrelation mit der Entwicklung neuer Materialien zu sehen ist. Übergeordnetes Ziel ist die Minimierung des Kühlmittelbedarfs bei Erhöhung der Turbineneintrittstemperaturen. Der Übergang zu Vollkeramikturbinenschaufeln wäre eine ideale Möglichkeit, diesem Ziel sehr nahe zu kommen. Anlagen in kleinerem Maßstab (Kawasaki CGT-32, 300 kW, Wirkungsgrad: 42 %) wurden bereits realisiert. Wegweisend könnte die Entwicklung faserverstärkter Verbundwerkstoffe mit keramischer Matrix sein, wie sie bereits heute schon vereinzelt für Brennkammerauskleidungen genutzt werden. Darüber hinaus ist die Entwicklung von Simulationsmodellen notwendig, um stationäre/transiente Betriebszustände, die Interaktion von Außen- und Kühlluftströmungen etc. be-

schreiben zu können. Des Weiteren ist eine bessere Zustandserfassung erforderlich, die grundlegende Voraussetzung für eine zustandsoptimierte Fahrweise eines Gasturbinenkraftwerks ist. Weitere detaillierte Ausführungen zu diesen Maßnahmen finden sich in Wietschel et al. (2010) und Markewitz et al. (2015a).

Eine mögliche Absenkung der NO_x -Grenzwerte, wie sie möglicherweise im Kontext zur Novellierung der 13. BImSchV zu erwarten ist, stellt im Zusammenhang mit der damit korrelierenden CO-Problematik eine besondere Herausforderung dar. Hierfür sind geeignete Brennersysteme und Lösungen zu entwickeln.

Analog zu den kohlegefeuerten Kraftwerken wirken sich die durch die Energiewende bedingten Rahmenbedingungen auf die Versorgungsaufgaben von gasgefeuerten Kraftwerken aus. Zukünftige Versorgungsaufgaben werden sich auf die Bereitstellung der verbleibenden Residuallast, von Regelleistung sowie auf netzstabilitätswirkende Maßnahmen beschränken. Daraus ergeben sich neue Anforderungen hinsichtlich der Flexibilitätseigenschaften. Dazu zählen die steigende Anzahl von Lastwechseln und Starts, die Notwendigkeit geringerer An- und Abfahrzeiten sowie deutlich höhere Lastgradienten (vgl. auch Görner und Sauer 2016). Tab. 1-2 enthält die Flexibilisierungseigenschaften heutiger Anlagen sowie Potenziale zur Verbesserung der Flexibilisierung. Auch ist auf die Veränderung gegenüber den ursprünglich bei der Auslegung zugrunde gelegten Betriebskonzepten hinzuweisen. Zukünftig wird von geringeren Betriebsdauern ausgegangen, was wiederum eine höhere zulässige Anzahl von Heiß- und Warmstarts zulässt (vgl. Markewitz et al. 2015a). Weiterhin ist eine Maßnahme die Absenkung der Mindestlast auf einem möglichst hohen Wirkungsgradniveau. In diesem Zusammenhang sind als Maßnahmen Multi-shaft-Konzepte sowie die gestufte Verbrennung zu nennen. Wie zuvor erläutert, existieren eine Reihe von Möglichkeiten, die Effizienz und Leistung von Gasturbinen zu steigern. Vor dem Hintergrund steigender Flexibilitätsanforderungen könnten das STIG- sowie das HAT-Konzept möglicherweise interessante Maßnahmen sein, deren Eignung und Umsetzung es zu analysieren gilt.

Tab. 1-2 Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Gaskraftwerken

	Einheit	Gasturbine			GuD		
		Heute		Zukünftig	Heute		Zukünftig
		Bestand	Neu- anlage	Flexibili- sierungs- potenzial ¹⁾	Bestand	Neu	Flexibilisie- rungspoten- zial ¹⁾
Typische Größen- klassen	MW	HD ²⁾ : <100 - 340 AD ³⁾ : <5 - 50	340 100 ⁵⁾	.	<10 - 600	500 - 600	
Nenn-Wirkungsgrad	%	HD: 30 - 38 AD: 30 - 41	40 44 ⁵⁾		40 - 58	60-61 %	
Minimallast	%P _n	25-30	25 ⁴⁾	20	50	40-45	35-40
Lastgradient	%P _n /min	8	12	15	2	4	8
im Lastbereich 40 - 90 % der Nennleistung P _n							
Anfahrzeit Heißstart (< 8 h)	h		< 0,1		0,5-1,5	0,4-1,3	0,35-0,4
Anfahrzeit Kaltstart (>48 h)	h		< 0,1		2-4	1,5-3,5	1,3-1,4

Anmerkungen¹⁾ Zielvorstellungen²⁾ Heavy-Duty (HD) Gasturbinen³⁾ Aeroderivative Gasturbinen (AD) bzw. flugtriebwerksabgeleitete Gasturbinen⁴⁾ kleine Turbinengrößen ermöglichen eine Mindestlast von bis zu 20 %P_n⁵⁾ LMS100, 100 MW

Quelle: Balling und Pickard (2012); Görner und Sauer (2016); Magin (2012); Markewitz et al. (2015b); VDE (2012)

Zukünftig wird die Möglichkeit in Erwägung gezogen, sogenannten erneuerbaren Überschussstrom in Wasserstoff umzuwandeln und diesen dem Erdgasnetz zuzumischen (siehe Technologieberichte im Technologiebereich 4 bzgl. Power-to-X) oder auch direkt für die Rückverstromung zu nutzen. Inwieweit die technischen Komponenten (z. B. Verdichter) sowie Endverbrauchertechniken davon betroffen sind, wurde in einer vom DVGW beauftragten Studie (Müller-Syring et al. 2013) untersucht. So wurden Gasturbinen als möglicher Bottleneck identifiziert, da sie nur eine sehr geringe Wasserstofftoleranz aufweisen. Ein erhöhter Wasserstoffanteil im Brenngas bewirkt eine Zunahme der Flammenausbreitungsgeschwindigkeit. Wird ein kritischer Punkt erreicht, besteht die Gefahr eines Flammenrückschlags („Flash back“), der zu einer Beschädigung der Brennkammerkomponenten führen kann. Nach Müller-Syring et al. (2013) bewirkt ein höherer Wasserstoffanteil die Veränderung der Flammengeometrie, wodurch es innerhalb der Flamme zu Temperaturspitzen kommt, die wiederum für eine Erhöhung der thermisch bedingten Stickoxide verantwortlich sind. Eine Lösung wäre die Entwicklung von Vormischbrennern. Derzeit läuft weltweit eine Vielzahl von F&E-Aktivitäten. In diesem Kontext ist insbesondere

auf die F&E-Aktivitäten des italienischen Energieversorgers ENEL hinzuweisen, der am Kraftwerksstandort Fusina eine wasserstoffbetriebene Gasturbine (12 MW_{el}, Bauart: GE10-1) testet.⁷

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Brennstoffflexibilität von Gasturbinen insbesondere bezüglich Wasserstoff erweitert werden muss. Gleiches gilt für den Einsatz von Verdichtern. Hinzuweisen ist auf einige F&E-Projekte, die sich in der Vergangenheit mit der Brennstoffflexibilität (speziell H₂) im Rahmen der Forschungsinitiative COORETEC-Turbo beschäftigt haben. Eine Vielzahl dieser Projekte wurde für die Technologielinie Kohlekombikraftwerke mit CO₂-Abscheidung durchgeführt, die den Betrieb einer wasserstoffbetriebenen Gasturbine umfasst.

⁷

Siehe hierzu: <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-9/features/fusina-achieving-low-nox-from-hydrogen-combined-cycle-power.html>

2 Relevanz öffentlicher Förderung

2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Eine gemeinsame Angabe von Vorlaufzeiten für Kohle- oder Gaskraftwerke erscheint nicht sinnvoll, da sich die zuvor in den Kapiteln 1.2 und 1.3 beschriebenen Maßnahmen hinsichtlich ihres Umsetzungsaufwandes stark unterscheiden. Nachfolgend erfolgt eine Einordnung in die jeweiligen Entwicklungskategorien. So werden eine Vielzahl der unter der Kategorie „Flexibilität“ und „Umwelt“ aufgelisteten Maßnahmen Vorlaufzeiten besitzen, die in einer Bandbreite von 5 – 10 Jahren liegen dürften.

Tab. 2-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Großkraftwerken verschiedener Entwicklungskategorien

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Kohlekraftwerke (Flexibilisierung)

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Kohlekraftwerke (Umwelt)

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Kohlekraftwerke (700 °C)

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Kohlekombikraftwerke

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Gaskraftwerke (Effizienz)

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Gaskraftwerke (H₂)

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Eine Steigerung des Wirkungsgrades durch Anhebung der Frischdampfparameter (700 °C-Kraftwerk) erfordert demgegenüber einen sehr viel größeren Aufwand, der sowohl die Kraftwerksauslegung als auch die Entwicklung von neuen Fertigungsverfahren für Komponenten beinhaltet. Kohlekombikraftwerke werden dagegen etwas optimistischer beurteilt, da viele Komponenten dieses Kraftwerkstyps kommerziell verfügbar sind. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Technik für Deutschland keine Relevanz besitzt, da ein großtechnischer Einsatz von CO₂-Abscheidung mit anschließender Speicherung derzeit nicht zu erwarten ist.

Die Steigerung der Effizienz von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken ist als kontinuierlicher Entwicklungsprozess zu sehen. Allerdings erfordert der Übergang zu neuen, visionären Kühlkonzepten noch einen erheblichen F&E-Aufwand, so dass die Vorlaufzeiten sogar mehr als 15 bis 20 betragen könnten. Der Einsatz von wasserstoffreichen Gasgemischen oder reinem Wasserstoff erfordert noch einen erheblichen Entwicklungsaufwand, wie zuvor beschrieben wurde. Dies gilt insbesondere für Gasturbinen großer Leistungsklassen (F-Klasse).

2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Konventionelle Kohlekraftwerke sowie Gasturbinen bzw. GuD-Kraftwerke werden seit vielen Jahren erfolgreich kommerziell eingesetzt. Sie bilden das Rückgrat der heutigen weltweiten Stromerzeugung und sind entsprechend dem Technologiebewertungslevel TRL 9 einzuordnen. Beide Technologien besitzen somit das höchste Entwicklungsstadium. Demgegenüber sind Kohlekombikraftwerke dem Entwicklungsstadium TRL 7 zuzuordnen. Während kleinere Gasturbinen für wasserstoffreiche Gasgemische bereits heute schon eingesetzt werden (z. B. Raffinerie), ist der Einsatz wasserstoffreicher Gase bzw. der Einsatz von reinem Wasserstoff in großen Gasturbinen (F-Klasse) heute nicht möglich. Das Entwicklungsstadium wird dem Level TRL 3 zugeordnet. Mit den Erfahrungen, die auf Komponentenebene im Rahmen einiger Komponententests (z. B. COMTES Projekt) gemacht wurden, wird das kohlegefeuerte 700 °C-Kraftwerk mit dem Entwicklungsgrad TRL 3 bewertet (Tab. 2-2).

Tab. 2-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2	T3
Grundlagenforschung					
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung					
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

T1 = H₂ Gasturbine, T2 Kohlekraftwerk 700 °C, T3 Kohlekombikraftwerk

Für kohlegefeuerte Kraftwerke ist das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko insbesondere bei den Maßnahmen der Kategorien Flexibilität und Umwelt als eher gering einzustufen. Hingegen ist das wirtschaftliche Risiko insbesondere bei den Flexibilisierungsmaßnahmen deutlich höher zu bewerten, da dieses auch von dem zukünftigen Strommarktumfeld abhängt, das mit vielen Unsicherheiten verbunden ist. Es ist davon auszugehen, dass bei stringenteren CO₂-Reduktionen (z. B. 95 %-Szenario) das wirtschaftliche Risiko eines Kohlekraftwerkbetriebs insgesamt zunimmt und zusätzlich die Flexibilisierungsanforderungen deutlich steigen werden, was wiederum ein erhöhtes wirtschaftliches Risiko sein könnte.

Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko wird insbesondere für die Maßnahmen (Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur) sowie für den Einsatz wasserstoffreicher Gase als hoch eingestuft, da hierfür erhebliche Änderungen der heute zugrundeliegenden Auslegung (z. B. neue Kühllkonzepte, neue Brenner) und auch Materialentwicklungen notwendig sind. Das wirtschaftliche Risiko für H₂-Gasturbinen wird als hoch eingeschätzt, da derzeit nicht absehbar ist, ob ein ausreichender Bedarf (national und vor allem international) für solche Techniken vorhan-

den ist. Das wirtschaftliche Risiko für ein 700 °C-Kohlekraftwerk wird ebenfalls als eher hoch bewertet, da für die Realisierung einer solchen Technik Materialien notwendig sind, die mit erheblichen Mehrinvestitionen korrelieren (Wietschel et al. 2010).

Tab. 2-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Zentrale Großkraftwerke

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Kohlekraftwerke (Flexibilisierung)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kohlekraftwerke (Umwelt)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kohlekraftwerke (700 °C)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kohlekombikraftwerke						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gaskraftwerke (Effizienz)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gaskraftwerke (H₂)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Sowohl für die Techniken Gaskraftwerke als auch Kohlekraftwerke sind keine signifikanten Rohstoffrisiken festzustellen.

Generell ist zusammenzufassen, dass es sich bei der konventionellen Kraftwerkstechnik (Kohleverbrennung, GuD, Gasturbinen) um etablierte, sehr ausgereifte Marktprodukte handelt. Der skizzierte Entwicklungsbedarf für Kohlekraftwerke der Kategorien Flexibilisierung, Effizienz/Klima und Umwelt weist aller Voraussicht nach relativ kurze Vorlaufzeiten und überschaubare technische F&E-Risiken auf. Wirtschaftliche Risiken bestehen darin, dass realisierte Entwicklungen vom Markt nicht honoriert werden bzw. dass generell der Markt für neue Kohlekraftwerke angesichts hoher Klimaschutzanforderungen und möglicherweise weiter fallender Gesteungskosten erneuerbarer Stromerzeugung begrenzt ist. Aufgrund des hohen Exportanteils ist zumindest kurz- bis mittelfristig ein signifikantes industriepolitisches Potenzial zu erwarten.

Unter der Kategorie „Neue Technologien“ befinden sich Techniken, die sich entweder im Demomaßstab bzw. in der Entwicklungsphase befinden. Aufgrund der bislang weltweit gemachten Erfahrungen (hohe Investitionen, unzureichende Verfügbarkeiten etc.) mit Kohlekombikraftwerken (speziell IGCC) wird davon ausgegangen, dass diese Technik sich sowohl national als auch international mittelfristig nicht durchsetzen wird. Die wesentliche Motivation für den Bau von Polygenerationanlagen ist eine mögliche Verknappung von Energieressourcen (im Wesentlichen Ölprodukte). Folgt man den aktuellen Prognosen, ist eine signifikante Verknappung sowohl kurz- als auch mittelfristig nicht zu erwarten, die den Bau von Polygenerationanlagen rechtfertigen würde. Sie werden daher im Nachfolgenden nicht weiter betrachtet. Da mit dem Bau neuer Kohlekraftwerke in Deutschland sowohl kurz- als auch mittelfristig nicht zu rechnen ist, besitzt das 700 °C-Kraftwerk aus nationaler Perspektive keine Relevanz mehr. Vor dem Hintergrund der massiven globalen Nachfrage nach konventionellen Kohlekraftwerken ist allerdings eine hohe Relevanz gegeben. F&E-Arbeiten zum 700 °C-Kraftwerk finden in verschiedenen Ländern (z. B. China, Japan, Südkorea, USA) statt. Trotz der evtl. vorhandenen Bedeutung wird das 700 °C-Kraftwerk in den nachfolgenden Ausführungen nicht weiterbehandelt. In diesem Kontext wird auf die Vorläuferstudie „Energietechnologie 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ (Wietschel et al. 2010) verwiesen. Der dort beschriebene F&E-Bedarf ist nach wie vor aktuell.

Wie im aktuellen Klimaschutzplan der Bundesregierung (BMU 2016) angemerkt, werden moderne Kohlekraftwerke als wichtige Brückentechnologie für den Energiewende-Transformationsprozess gesehen. Die nachfolgenden Ausführungen für Kohlekraftwerke beschränken sich daher auf Anforderungen aus nationaler Perspektive. Geht man von einer erfolgreichen Vorreiterrolle Deutschlands aus und davon, dass andere Länder folgen werden, könnte sich auch auf kurz- und mittelfristige Sicht ein entsprechendes industriepolitisches Potenzial für fossil gefeuerte Kraftwerke erschließen. Gasgefeuerte Kraftwerke (GT und GuD) besitzen auch unter der Randbedingung der stringenten Klimagasreduktionsziele eine hohe Bedeutung. Unabhängig von der zukünftig eingesetzten Gasmischung (Erdgas, H₂/Erdgas-Gemisch, H₂) ist die Steigerung der Energieeffizienz ein vorrangiges Entwicklungsziel.

3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur betrug im Jahr 2014 die in Kohlekraftwerken produzierte Strommenge 9.707 TWh und die in Gaskraftwerken erzeugte Menge 5.148 TWh. Die Anteile an der gesamten globalen Stromerzeugung betrugen 40,7 % (Kohle) bzw. 21,6 % (Gas). Die installierten Leistungen betrugen 1.882 GW (Kohle) sowie 1.563 GW (Gas).

Wie in der nachfolgenden Tab. 3-1 zu erkennen ist, schwankt die Bandbreite der zukünftigen kohlebasierten Stromerzeugung in allen Szenariokategorien erheblich. So geht die IEA in ihrem New Policy (NP) Szenario von einer kohlebasierten Stromerzeugung für 2040 aus, die um etwa 11 % über dem vergleichbaren Wert liegt. Legt man das Referenzszenario von Greenpeace zugrunde, liegt der Anstieg der kohlebasierten Stromerzeugung bis 2050 um etwa 82 % höher als der heutige Wert. Die Steigerungen korrelieren mit einem Anstieg der Kohlekraftwerkskapazität. So beträgt die Kapazitätssteigerung im Fall des IEA Szenarios (New Policy) bis 2040 ca. 29,4 %. Bis 2040 werden in dem Szenario weltweit etwa Kohlekraftwerkskapazitäten von 536 GW altersbedingt außer Betrieb genommen sowie 1.022 GW (Ersatz und Zubau) neu gebaut. Legt man die von Greenpeace angegebene Zukunftsentwicklung zugrunde, liegt der Zubau sogar um ca. 77 % über dem Wert der heute installierten Kohlekraftwerksleistung.

Wie aus den Szenarien hervorgeht, ist eine drastische Reduzierung der kohlebasierten Stromerzeugung notwendig, um die anvisierten Klimagasreduktionsziele einzuhalten. So sinkt die Stromerzeugung im IEA Szenario (450 ppm) bis zum Jahr 2040 um ca. 74 % gegenüber dem heutigen Wert. Noch drastischer fällt der Rückgang der kohlebasierten Stromerzeugung im WEC Szenario „Unfinished symphony“ aus. Hier liegt der Wert für das Jahr 2050 gegenüber dem heutigen Wert um etwa 84 % niedriger. Soll ein Ziel unterhalb von 2 °C erreicht werden, ist nach dem Greenpeace-Szenario Revolution ein nahezu kompletter Ausstieg bis 2050 aus Kohleverstromung notwendig.

Mit Ausnahme des Greenpeace Szenarios Revolution (<2 °C) steigt gegenüber der kohlebasierten Stromerzeugung die erdgasbasierte Stromerzeugung in allen anderen Szenarien stark an. In den BAU-Szenarien ist nahezu eine Verdopplung der heutigen Stromerzeugung bis zum Jahr 2040 bzw. 2050 festzustellen. Selbst im 2 °C-Szenario des World Energy Council liegt die Erdgasverstromung um ca. 73 % über dem heutigen Erzeugungswert (2014: 5.148 TWh). Analog zur Entwicklung der Kohleverstromung geht das Greenpeace Szenario Revolution von einem deutlichen Rückgang der Erdgasverstromung aus, der gegenüber dem heutigen Wert im Jahr 2050 bei ca. 75 % liegt.

Tab. 3-1 Analyse des globalen Marktpotenzials für kohlebasierte Stromerzeugung

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	9.741	9.212	8.702	8.791	7.749	k. A.
2030	10.245	12.310	4.966	7.836	5.083	k. A.
2040	10.786	15.604	2.518	5.013	764	k. A.
2050	k. A.	17.691	k. A.	1.528	468	k. A.
	<i>IEA-NP</i>	<i>GP BAU</i>	<i>IEA 450</i>	<i>WEC Unfinished symphony</i>	<i>GP Revolution</i>	

Quelle: Greenpeace International, Global Wind Energy Council und SolarPowerEurope (2015); IEA (2016b); World Energy Council (2016)

Tab. 3-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für gasbasierte Stromerzeugung

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	4.614	6.014	5.898	7.011	4.912	k. A.
2030	6.710	8.093	6.475	7.096	4.807	k. A.
2040	9.020	10.361	5.398	8.154	3.550	k. A.
2050	10.984	k. A.	k. A.	8.900	1.288	k. A.
	<i>GP-BAU</i>	<i>IEA-CP</i>	<i>IEA 450</i>	<i>WEC Unfinished symphony</i>	<i>GP Revolution</i>	

Quelle: Greenpeace International et al. (2015); IEA (2016b); World Energy Council (2016)

Tab. 3-3 Analyse des globalen Marktpotenzials für kohlebasierte Stromerzeugungskapazität

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	2.159	2.207	2.094	k. A.	1.904	k. A.
2030	2.318	2.795	1.687	k. A.	1.374	k. A.
2040	2.437	3.341	1.194	k. A.	764	k. A.
2050	k. A.	3.575	k. A.	k. A.	264	k. A.
	IEA-NP	GP BAU	IEA 450		GP Revo- lution	

Quelle: Greenpeace International et al. (2015); IEA (2016b); World Energy Council (2016)

Tab. 3-4 Analyse des globalen Marktpotenzials für gasbasierte Stromerzeugungskapazität

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	1.918	1.874	1.789	k. A.	1.863	k. A.
2030	2.439	2.443	2.010	k. A.	2.164	k. A.
2040	2.930	3.035	2.251	k. A.	2.285	k. A.
2050	3.341	k. A.	k. A.	k. A.	1.861	k. A.
	GP- BAU	IEA-CP	IEA 450		GP Revolu- tion	

Quelle: Greenpeace International et al. (2015); IEA (2016b); World Energy Council (2016)

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Kohlekraftwerke

Nach Informationen der Bundesnetzagentur sowie des BDEW befinden sich derzeit keine Steinkohlekraftwerke in der Planungs- bzw. der Genehmigungsphase. Lediglich zwei braunkohlegefeuerte Kraftwerke befinden sich derzeit in der Genehmigungsphase, wobei sehr ungewiss ist, ob diese jemals realisiert werden. Es wird daher davon ausgegangen, dass national kein kohlegefeuertes Kraftwerk mehr gebaut wird. Ein maximal realisierbares Zubaupotenzial gibt es somit nicht. Die zukünftige Entwicklung der Kohlekraftwerke bzw. Kohleverstromung beschränkt sich daher auf

die Dynamik des Bestandsabgangs. Legt man eine Nutzungslebensdauer von 45 Jahren für Steinkohlekraftwerke sowie 50 Jahren für Braunkohlekraftwerke zugrunde, beträgt die verbleibende Kohlekapazität im Jahr 2050 ca. 12,5 GW, was einem Rückgang von 75 % gegenüber der heute bestehenden Kohlekraftwerkskapazität entspricht. Die Dynamik des Bestandsrückgangs sowie die produzierten Strommengen werden im Wesentlichen geprägt durch die Strommarktumgebung sowie das energiepolitische Umfeld.

Da national zukünftig kein Kohlekraftwerk mehr gebaut wird und ein Marktpotenzial in Deutschland nicht vorhanden ist, erübrigt sich eine Bewertung der Kriterien 4, 5 und 6. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass Kohlekraftwerke heute und auch mittelfristig noch vielfältige Versorgungsaufgaben erfüllen werden, die mit den Kriterien 4, 5 und 6 nicht erfasst werden. Hier sind insbesondere Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Netzstabilität (z. B. Spannungsqualität, Blindleistung) oder Reserveaufgaben (z. B. Netzreserve, Regelleistung, Momentanreserve) zu nennen. Vor dem Hintergrund des verzögerten Netzausbaus ist auf die immer wichtiger werden den Redispatcheinsätze hinzuweisen, die heute von fossil gefeuerten Kraftwerken durchgeführt werden.

Gaskraftwerke

Tab. 3-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für Gaskraftwerke

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	46,8	47	54	60,9		62,4
2030	61,3	64	38,2	69,9		93,3
2040	50	97	45	55,8		71,2
2050	19,2	106	8	45		13,1

Zum Vergleich: Erdgas-Nettostromerzeugung 2015: 48,7 TWh (Bundesnetzagentur 2016)

Anmerkung: Ein Min-Wert für den DE_90 % Bereich lässt sich wg. mangelnder Daten nicht angeben.

Tab. 3-5 enthält eine Auswertung der relevanten Szenarien⁸ hinsichtlich der Erdgasverstromung. Es ist zu erkennen, dass die Werte der jeweiligen Szenarien sehr variieren und ein Trend für die jeweiligen Szenarienbereiche kaum auszumachen ist. Um die nachfolgenden Kriterienbewertung (Kriterien 4, 5, 6) durchführen zu können, wurden die Gasverstromungsmengen (Szenario 80 %, Szenario 95 %) von Öko-Institut und FhG-ISI (2015) zugrunde gelegt. Als Referenztechnologie wurde ein GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 60 % (Entwicklungsstand 2015) ange-

⁸

Die Szenarien, die keine Zeitreihen ausweisen, konnten nicht berücksichtigt werden.

nommen. Dem gegenüber wird davon ausgegangen, dass sich der Wirkungsgrad des innovativen GuD-Kraftwerks sukzessive bis zum Jahr 2050 deutlich verbessert und zu diesem Zeitpunkt einen Wirkungsgrad von 65 % besitzt.

3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Dem Kriterienraster entsprechend errechnen sich die im Nachfolgenden aufgelisteten Einsparungen für Treibhausgase sowie für sonstige Emissionen (SO_x, N₂O, NO_x, NMVOC und Staub). Insgesamt ist festzustellen, dass die berechneten Einsparungen relativ gering sind. Dies liegt zum einen daran, dass die gasbasierte Stromerzeugung gegenüber der heutigen Erzeugung langfristig (nach 2030) deutlich zurückgeht. Zum anderen wurde angenommen, dass die Effizienzverbesserung nur sukzessive zunimmt und erst im Jahr 2050 um 5 Prozentpunkte höher liegt als heute. D. h. aufgrund der fallenden Stromerzeugung wirkt sich der Wirkungsgradeffekt nicht so stark auf die Einsparungen aus.

Tab. 3-6 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch neue Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,8	0,84
2030	1,6	2,14
2040	1,54	1,96
2050	0,26	0,42

Tab. 3-7 Weitere wichtige Emissionen (SO_x, N₂O, NO_x, NMVOC und Staub), die jährlich durch neue Gaskraftwerke in Deutschland vermieden werden im Vergleich zum Referenzfall

SO _x		
Mio. t/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,196	0,201
2030	0,385	0,514
2040	0,369	0,471
2050	0,062	0,101

N₂O		
Mio. t/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,024	0,024
2030	0,046	0,062
2040	0,044	0,057
2050	0,007	0,012

NO_x		
Mio. t/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,768	0,787
2030	1,502	2,011
2040	1,443	1,842
2050	0,241	0,394

NM VOC		
Mio. t/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,165	0,169
2030	0,324	0,432
2040	0,310	0,396
2050	0,052	0,085

Staub		
Mio. t/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,028	0,028
2030	0,054	0,072
2040	0,052	0,066
2050	0,009	0,014

3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Die Bewertung erfolgt entsprechend dem Kriterienraster. Der vermiedene Primärenergieeinsatz setzt sich zum überwiegenden Teil aus der Erdgaseinsparung bedingt durch die Wirkungsgradverbesserung zusammen. Der eingesparte Aufwand für die Herstellung ist demgegenüber eher gering. Für den Bau von Gaskraftwerken werden keine kritischen Rohstoffe benötigt. In der nachfolgenden Tabelle ist lediglich der kumulierte Rohstoffaufwand ohne energetische Rohstoffe aufgelistet.

Tab. 3-8 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

GJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	12,7	13
2030	25	33,3
2040	23,9	30,5
2050	4	6,5

Tab. 3-9 Jährlich vermiedener Ressourceneinsatz durch Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

t/a	Szenarienbereich DE_80 %			Szenarienbereich DE_95 %		
	KRA	KRA ohne KEA	Nur kriti- sche Roh- stoffe	KRA	KRA ohne KEA	Nur kriti- sche Rohstoffe
2020	-	2302	0	-	2351	0
2030	-	4515	0	-	6027	0
2040	-	4325	0	-	5519	0
2050	-	721	0	-	1181	0

3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

In vielen der im Rahmen des Vorhabens zu analysierenden Szenarien wird der Verlauf der installierten Kapazitäten nicht angegeben. Ausnahme ist hier das Klimaschutzszenario von Öko-Institut und FhG-ISI (2015), das sowohl für die 80 %- als auch für die 95 %-Szenariowelt Kapazitätsangaben macht. In beiden Szenariowelten wird von einem starken Rückgang der Erdgaskraftwerkskapazitäten ausgegangen. In beiden Szenarien beträgt die installierte Erdgaskraftwerkskapazität in 2050 etwa 4 GW. Gegenüber heute (2015: ca. 29 GW) bedeutet dies eine Verringerung um über 80 %. Der Zubau neuer Gaskraftwerke beschränkt sich somit auf einen geringen Wert. Vor diesem Hintergrund werden im Nachfolgenden lediglich die direkten Kosteneinsparungen angegeben, die sich durch die Wirkungsgradverbesserung und somit über die eingesparten Brennstoffmengen berechnen.

Tab. 3-10 Jährliche direkte Kosteneinsparpotenziale durch Brennstoffeinsparungen für Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mrd. € _{2010/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,095	0,088
2030	0,217	0,263
2040	0,252	0,322
2050	0,051	0,076

3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die ausländische Anlagennachfrage des Großanlagenbaus (VDMA 2016) betrug im Jahr 2015 ca. 16,9 Mrd. € (2014: 15,9 Mrd. €). Der Anteil der kraftwerksspezifischen Nachfrage lag bei 46 % (ca. 7,8 Mrd. €) und macht damit den größten Anteil aus. Die Nachfrage nach konventioneller Kraftwerkstechnik wird damit vom Export dominiert, dessen Anteil an der gesamten kraftwerksrelevanten Nachfrage ca. 93 % beträgt. Wesentliche Exportregionen waren im Jahr 2015 westliche Industrieländer (ca. 1,5 Mrd. €), der nahe u. mittlere Osten (ca. 1,2 Mrd. €), Osteuropa/GUS (ca. 0,4 Mrd. €) sowie der asiatische/pazifische Raum (0,8 Mrd. €). Gegenüber dem Jahr 2014 sind die Auftragseingänge aufgrund des derzeitigen Konjunkturrückgangs aus dem asiatischen/pazifischen Raum um 1,5 Mrd. € zurückgegangen. Wichtige zukünftige Märkte sind nach Schätzungen des VDMA Osteuropa (bspw. Polen) und insbesondere Asien. Der asiatische Markt wird als Wachstumsmarkt gesehen, der zukünftig von Indien, China und den Schwellenländern (z. B. Indonesien, Philippinen) dominiert wird. Nach Angaben des VDMA befinden sich alleine in China 300 konventionelle Kraftwerksprojekte (Gas, Kohle) im Bau bzw. Genehmigungsstadium.

Nach VDMA (2016) wird der Weltmarkt für Großanlagen von Anbietern aus Westeuropa, Nordamerika und Japan beherrscht, die in 2015 einen gemeinsamen Marktanteil von 65 % erreichten (wobei die USA mit einem Anteil von 20 % am globalen Markt den weltweit größten Anteil besitzen). Zukünftig wird davon ausgegangen, dass sich der Wettbewerbsdruck zunehmend verstärken wird. Nach Mitgliederbefragungen des VDMA Großanlagenbau wird davon ausgegangen, dass insbesondere der Wettbewerbsdruck aus den asiatischen Ländern steigen wird. An erster Stelle ist China zu nennen, das aufgrund der vergangenen Jahre eine leistungsstarke Großanlagenindustrie aufgebaut hat und sich nach Einschätzung der Befragten mittel- bis langfristig zum weltweit größten Anlagenbauer entwickeln wird. Aufgrund der sich abzeichnenden Sättigung der chinesischen Inlandsnachfrage wird davon ausgegangen, dass die chinesische Anlagenbauindustrie sich zunehmend auf den Export fokussieren wird. Als zentraler Wettbewerbsvorteil wird die Kombination aus niedrigen Kraftwerkspreisen und der möglichen Nutzung attraktiver Finanzierungsbedingungen gesehen.

Entwicklung und Bau von Kohle- und Gaskraftwerken besitzen eine große Tradition in Deutschland. Sukzessive konnten in den vergangenen Jahren bedeutende Effizienzsteigerungen von konventionellen Kraftwerken erreicht werden. In diesem Kon-

text hat sich sowohl eine Herstellerindustrie als auch eine Forschungslandschaft bestehend aus universitären sowie außeruniversitären Instituten gebildet, die über gemeinsame Forschungsprojekte sowie Netzwerke (z. B. COORETEC) sehr gut verknüpft sind. Dies ermöglichte den Export von Kraftwerkstechnik „made in Germany“ und war bislang ein Erfolgsgarant.

Es ist davon auszugehen, dass die inländische Wertschöpfung durch den Bau konventioneller Kraftwerke erheblich ist. Aussagen über die inländische Wertschöpfung sowie Beschäftigungseffekte erfordern detaillierte, Input-/Outputbasierte Analysen. Diesbezügliche Studien liegen nicht vor, so dass keine genaueren Angaben gemacht werden können.

Nach Schiffer (2017) betrug im Jahr 2016 die Anzahl der Beschäftigten im Braunkohleletagebau ca. 19.800 und im Steinkohlebergbau ca. 6.600⁹. Von EEFA (2010) wird die Anzahl der Beschäftigten in Braunkohlekraftwerken mit 5.430 angegeben. Eine vergleichbare Anzahl für Beschäftigte in Steinkohlekraftwerken liegt nicht vor. Geht man für Steinkohlekraftwerke vereinfachend von einem ähnlichen spezifischen Beschäftigungsanteil wie in Braunkohlekraftwerken aus, errechnet sich eine Anzahl von ca. 7.300. Demnach waren in Bergbau und Kraftwerken schätzungsweise 39.000 Menschen beschäftigt. Durch den Personalabbau in Kraftwerken (Senkung der Fixkosten), der in den letzten Jahren erfolgte und dadurch, dass die Beschäftigten des deutschen Steinkohlebergbaus nicht komplett der Stromversorgung zuzurechnen sind, dürfte die Beschäftigtenzahl wahrscheinlich deutlich niedriger liegen. Die obigen Zahlen sind daher als Obergrenze zu verstehen. Vergleichbare Beschäftigtenzahlen für den Betrieb von Gaskraftwerken liegen nicht vor.

3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Nach Angaben des Bundesforschungsberichts (BMWi 2016b) betrug der F&E-Mittelabfluss für Kraftwerkstechnik und CCS¹⁰ im Jahr 2015 rd. 26,22 Mio. € bei 277 laufenden Projekten. Der größte Anteil der Fördermittel entfällt mit ca. 75 % auf die Entwicklung von Komponenten, während der Rest sich zu fast gleichen Teilen auf fortgeschrittene Kraftwerkssysteme, Kohlevergasung und Sonstiges aufteilt. Die bewilligte Summe von Projekten betrug für das Technikfeld im Jahr 2015 etwa 54 Mio. € (109 Projekte). Der Anteil des F&E-Bereichs Kraftwerkstechnik und CCS am gesamten Mittelabfluss der gesamten Energieforschung betrug im Jahr 2015 ca. 7 %, während er im Zeitraum 2011 bis 2015 in einer Bandbreite von 7,7 bis 8,5 % lag. Der vergleichbare Anteil für neu bewilligte Projekte lag im Jahr 2015 bei ca. 10 % und damit deutlich über den Anteilen der Vorjahre, die im Zeitraum 2011 bis 2015 in einer Bandbreite von 6,1 % und 8,3 % lagen.

Ein internationaler Vergleich der F&E-Aktivitäten für die einzelnen Technikfelder ist nur sehr begrenzt möglich, da nicht alle Informationen vergleichbar vorliegen. Dies gilt auch für die F&E-Datenbank der Internationalen Energieagentur (IEA 2016a), auf deren Basis die nachfolgende Tabelle erstellt wurde. Die Tabelle enthält die öf-

⁹ Etwa zwei Drittel der geförderten Kohle wird in Strom- und Heizkraftwerken eingesetzt. Ab 2019 läuft der Steinkohlebergbau aus.

¹⁰ Eine feinere Differenzierung nach Techniken (Gasturbinen, Kohlekraftwerke etc.) existiert nicht.

fentlichen F&E-Ausgaben für die hier behandelten Technikfelder. Da von den Ländern nicht alle Technikfelder mit Daten vollständig ausgefüllt werden und zum Teil nicht bedient werden, ist nur ein grober Vergleich möglich. Nachfolgend werden die F&E-Ausgaben für Kohle- und Gaskraftwerke der Länder Deutschland, Südkorea, Japan und Kanada verglichen. Ausgehend von den Werten für das Jahr 2014¹¹ lässt sich ablesen, dass die gesamten Ausgaben (Kohle- und Gaskraftwerke) in Japan am höchsten waren, gefolgt von Kanada und Südkorea. Das für Deutschland angegebene Budget lag im Jahr 2014 bei gut 31 Mio. € und liegt damit zum Teil weit hinter den Ausgaben der vorgenannten Länder. Bei den F&E-Ausgaben (2014) für Kohlekraftwerke dominieren Kanada und Japan. Aus der Statistik lässt sich nicht ablesen, für welche Forschungsbereiche die Forschungsmittel im Detail ausgegeben wurden.

Tab. 3-11 Öffentliche F&E-Ausgaben (Mio. €) für das Technologiefeld Zentrale Großkraftwerke im internationalen Vergleich

Mio. €	2012	2013	2014	2015 ¹⁾	Anmerkung
<i>Deutschland</i>	29,25	33,68	31,54	31,19	<i>Kohle- und Gaskraftwerke</i>
USA	36,01	33,69	16,49	25,26	Kohlekraftwerke
<i>Südkorea</i>	32,68	43,29	42,96	39,85	<i>Kohle- und Gaskraftwerke</i>
	19,65	23,16	23,74	24,55	Kohlekraftwerke
	13,03	20,13	19,22	15,30	Gaskraftwerke
<i>Japan</i>	34,24	83,50	90,17	k. A.	<i>Kohle- und Gaskraftwerke</i>
	19,06	66,04	63,96	44,36	Kohlekraftwerke
	15,18	17,46	26,21	k. A.	Gaskraftwerke
Australien	k. A.	k. A.	k. A.	0,044	Kohlekraftwerke
<i>Kanada</i>	151,138	194,446	73,768	4,222	<i>Kohle- und Gaskraftwerke</i>
	149,66	193,603	72,662	3,224	Kohlekraftwerke
	1,478	0,843	1,106	0,998	Gaskraftwerke

¹⁾ vorläufig

Quelle: IEA (2016a)

Im Rahmen einer von der IEA in Auftrag gegebenen Studie (Carpenter 2014) wurden die Forschungsportfolios einiger wichtiger Industrieländer zur Kohleforschung analysiert. Auf dieser Basis und weiterer Recherchen werden die Forschungsportfolios bezüglich Kohlekraftwerke im Nachfolgenden kurz skizziert, wobei auch auf die eigentliche Motivation der F&E-Aktivitäten eingegangen wird:

¹¹

Für den Vergleich wird das Jahr 2014 herangezogen, da es sich bei den 2015er Werten um vorläufige Angaben handelt.

China

Hintergrund der F&E-Aktivitäten sind die vorhandenen großen Kohlevorräte sowie die künftig vermutlich steigende Stromnachfrage. Derzeit befindet sich noch eine Vielzahl von Kohlekraftwerken im Bau und in der Planungsphase. Aufgrund der jüngsten konjunkturellen Abschwächung kam es zu einem Stromüberangebot (Myllyvirta und Shen 2016). Diese Entwicklung führte wiederum dazu, dass diverse Kraftwerksprojekte eingestellt bzw. geplante Projekte verschoben oder aufgegeben wurden. Ob und inwieweit es sich hierbei um einen längerfristigen Trend handelt, der zu einer Verringerung der Kohleverstromung führt, lässt sich derzeit kaum einschätzen.

Hinzuweisen ist auch auf die hohen Immissionsbelastungen durch Staub-, SO₂- und NO_x-Emissionen. Vor dem Hintergrund möglicher zukünftiger Erdölverknappungen erscheint auch eine Kohlenutzung für die Erzeugung von Chemikalien etc. von Interesse. Nach Einschätzung des VDMA wird China in Zukunft zum weltweit größten Anlagenbauer aufsteigen. Exportchancen werden vor allem im asiatischen Raum gesehen.

F&E-Portfolio

- Effizienzverbesserung (700 °C Kraftwerk), 600 – 1.000 MW
 - Kraftwerksauslegung
 - Werkstoffe
 - Kessel
 - Turbine
- Wirbelschichtfeuerung (low rank Kohle)
- NO_x-Minderungsverfahren (advanced)
- Kraftwerksentwicklungen nur in Verbindung mit CCS (CCS hat sehr hohe Priorität)
- CCS, alle Techniklinien (Oxy, Post, Pre), einige Versuchs- und Demoanlagen zu Post-Combustion und Oxyfuel
- CO₂ utilization (der Begriff CCU wird nicht mehr verwendet, sondern CCUS)
- Kraftstoffe aus Kohle, SNG-Produktion aus Kohle
- Polygeneration (power und chemicals), verschiedene Projekte (z. B. Strom, SNG und Chemicals: GreenGen project, 250 MW_{el} in Tainjin, Kommerzieller Betrieb seit 2012)
- Zahlreiche IGCC-Projekte (teilweise realisiert, teilweise in Planung)

USA

Die USA besitzen große Kohlevorräte und sind derzeit einer der weltweit größten Kohleexporteure. Mit einem Anteil von 20 % im globalen Großanlagenbau ist die USA der weltweit größte Anlagenbauer. Hinzuweisen ist auf die F&E-Aktivitäten zur Entwicklung einer wasserstoffbetriebenen Gasturbine, die allerdings vor dem Hintergrund des CCS-Pre-combustion-Konzepts zu sehen ist und keinen Bezug zu PtX-Konzepten besitzt.

F&E-Portfolio

- Effizienzverbesserung (760 °C-Kraftwerk), 350 bar, 600 MW, Testanlage 2021
 - Kesselhersteller
 - Dampfkreislauf
 - Turbine
 - Materialien (F&E-Programm: IMPACCT)
- Kohlevergasung, IGCC (Demo, Braunkohlekraftwerk Kemper 582 MW)
- Umwandlung von Kohle und Kohle-Biomasse zu flüssigen Energieträgern
- CCS (Post, Pre, Oxyfuel), CO₂-Verdichter
- CO₂-Speicherung
- CO₂-Nutzung
- Wasserstoff-Turbinen als Voraussetzung für CCS-Pre-combustion-Kraftwerke, große F&E-Programme mit GE und Siemens
- SOFC

Japan

Japan besitzt wenige Energieressourcen und nimmt aufgrund seiner isolierten Insel-lage eine besondere Stellung ein. Seit dem Unfall von Fukushima besitzt der Aspekt der Versorgungssicherheit höchste Priorität. Durch den Fukushima-Unfall erlebt die Kohleverstromung derzeit eine Renaissance, einhergehend mit intensiven F&E-Arbeiten zu CCS. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass LNG-Importe (LNG: Liquefied Natural Gas) eine signifikante Rolle spielen werden. Ebenfalls im Fokus der F&E-Aktivitäten stehen der Einsatz und die Nutzung von Wasserstoff. Japan gilt weltweit als eine der großen Anlagenbaunationen.

F&E-Portfolio

- Gasturbinenentwicklung (1.700 °C Eintrittstemperatur)
- 700 °C Kraftwerk und 350 bar, Wirkungsgrade von 46-48 % werden angestrebt, Retrofitting von bestehenden Kraftwerken mit advanced ultra supercritical Technik ist ebenfalls ein Thema, 12 Firmen und Forschungseinrichtungen arbeiten an dem Projekt, Kessel, Turbine, Ventile. Besonderer Fokus auf Materialforschung inkl. Fügetechniken
- IGCC Nakoso Demonstration plant (Block 10), luftgeblasene Vergasung, kommerzieller Betrieb seit 2013
- IGCC Eagle Projekt: sauerstoffgeblasene Vergasung, Bau einer 170 MW_{el} Demoanlage (Osaki Coolgen Projekt)
- IGFC (2030), Hybridsysteme (Kohlevergasung, Brennstoffzelle/Gasturbinen Kombinationen)
- CCS (Speicher: auch Monitoring)
- Brennstoffzelle (für den mobilen und stationären Einsatz)

Südkorea

Südkorea besitzt wenige Energieressourcen und ist auf Energieimporte angewiesen. Angestrebt wird eine Verringerung der Importabhängigkeit. Der Aspekt der Versorgungssicherheit spielt sowohl aus geostrategischer als auch aus technischer Sicht ei-

ne wichtige Rolle. Die Einhaltung der Klimagas-minderungsziele besitzt eine hohe Priorität. Südkorea ist derzeit eine der führenden Großanlagenbaunationen mit namhaften Unternehmen (z. B. DOOSAN, DOOSAN Babcock, DOOSAN Lentjes) und erhofft sich durch die Steigerung von Exporten eine zusätzliche inländische Wertschöpfung.

F&E-Portfolio

- Identifiziert für die F&E-Förderung wurden 27 Basistechnologien (Förderkriterien: Versorgungssicherheit, Wertschöpfung)
- Clean fuels (Vergasung von niederkalorischer Kohle), SNG aus Kohle, coal to liquids
- Brennstoffzellen, IGFC-Hybridkraftwerke
- IGCC Demonstrationsanlage: Tae-an (Kim 2015) IGCC: 305 MW_{el}, erster Betrieb: 2015, Syngasturbine: GE, endgültiger Betrieb in 2016), Planungen: Hybrid IGCC + Brennstoffzelle,
- CCS (alle Techniklinien, auch Exoten wie Membrane, Carbonate Looping, neue MEA-Lösungsmittel etc.)
- Post combustion und Oxyfuel: Kleinere Versuchs- bzw. Demoanlagen
- CO₂-Speicherung, CO₂-Nutzung
- Gasturbinenentwicklung
- 700 °C-Kohlekraftwerk

3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Mit der Energiewende wurde gleichzeitig auch ein Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland eingeleitet. Unterschiedliche Meinungen bestehen nur darin, mit welcher Dynamik dieser Ausstiegsprozess gestaltet werden soll. Von verschiedenen politischen Parteien (Bündnis 90/Die Grünen, Die Linke) hat es in der Vergangenheit verschiedene Initiativen (Deutscher Bundestag 2013, 2014a, 2014b) gegeben, möglichst schnell aus der Kohleverstromung auszusteigen. Bereits in ihrem 4. Monitoringbericht wies die Bundesregierung darauf hin, dass das CO₂-Ziel für 2020 voraussichtlich nicht eingehalten werden kann. Das daraufhin initiierte Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 sah einen erheblichen zusätzlichen Reduktionsbeitrag vor, der durch die Stromwirtschaft zu erbringen ist. Das wiederum war Auslöser einer energiepolitischen Debatte um den Ausstieg aus der Kohleverstromung. Der Konsens besteht darin, 8 Braunkohlekraftwerksblöcke vorzeitig außer Betrieb zu nehmen. Diese werden zuerst in eine sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt und dürfen am Markt nicht mehr teilnehmen. Nach 4-jähriger Sicherheitsbereitschaft werden die Anlagen endgültig stillgelegt. Aktuell ist kein Neubau von Kohlekraftwerken geplant. Gegenüber dem Einsatz von Kohlekraftwerken besteht derzeit eine sehr kritische Haltung, die sich im Laufe der letzten 5 Jahre nach Schumann et al. (2016) sehr verändert hat. In einer im Jahr 2016 durchgeführten Panelumfrage wurde festgestellt, dass fast zwei Drittel der Befragten sich gegen eine weitere Kohlenutzung aussprechen (Schumann et al. 2016). Etwa 64 % der Befragten sprachen sich für ein Gesetz aus, dass neue und vorhandene Kohlekraftwerke nur noch so viel CO₂-Emissionen ausstoßen dürfen wie die effizienteren Gaskraftwerke. Aus der Befragung geht hervor, dass Kohlekraftwerke auch als sogenannte Brückentechnologie abgelehnt wird. Als wichtige Gründe für den Verzicht auf eine Kohleverstromung bewer-

teten die Befragten die Verringerung von CO₂ sowie die Verringerung von Feinstaub- und Schwermetallemissionen (Schumann et al. 2016). Die Beendigung der Landschaftsveränderungen und der Umsiedlung durch den Braunkohletagebau waren weitere wichtige Gründe. Dem gegenüber spielten Aspekte der Versorgungssicherheit keine Rolle.

Wie aus den vorherigen Analysen hervorgeht, spielt der Zubau bzw. der Ersatz von gasgefeuerten Kraftwerken in Deutschland in Abhängigkeit der unterstellten Szenarien eine gewisse Rolle. Informationen über eine lokale Akzeptanz hinsichtlich des Baus von Gaskraftwerken liegen nicht vor. Gleiches gilt weitestgehend für die erforderliche Infrastruktur (Erdgastransport und -verteilung). Die spezifischen Staub-, SO₂- und CO₂-Emissionen von Gaskraftwerken liegen deutlich niedriger als die von kohlegefeuerten Kraftwerken. Darüber hinaus besteht theoretisch die Möglichkeit, auch synthetisches Erdgas oder längerfristig auch Wasserstoff einzusetzen. Es kann nur vermutet werden, dass diese Gründe dafür ausschlaggebend sind, dass Gaskraftwerke sowie der Betrieb bzw. Ausbau der Gasinfrastruktur von einer breiten Öffentlichkeit (sociopolitical acceptance) getragen werden. Dies belegen nicht zuletzt auch die Konsultationsprozesse zu den verschiedenen Gasnetzentwicklungsplänen der vergangenen Jahre, die sich von denen der Konsultationsprozesse der Stromnetzentwicklungspläne deutlich unterscheiden, indem die Akzeptanzproblematik kaum eine Rolle spielt.

Tab. 3-12 Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke zum Status Quo (2015)

Kohlekraftwerke	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz
	Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie
	Sehr gering	Marktunsicherheit, hohes Investitionsrisiko	Sehr gering	CO ₂ , Umweltprobleme etc. (Schumann et al. 2016)	Sehr gering ¹⁾

¹⁾ https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/SH/kategorie/akzeptanz/auswahl/378-gesellschaftliche_ak/#goto_378

Tab. 3-13 Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke zum Status Quo (2015)

Gaskraftwerke	Ebene Markt	Ebene Gesellschaft	Lokale Ebene
	Marktakzeptanz	Sozialpol. Akzeptanz	Lokale Akzeptanz
	Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?	Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image	Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie
Mittel	Marktunsicherheit, volatile Erdgaspreise	Hoch	k. A. ¹⁾

¹⁾ k. A. = Studien zur lokalen Akzeptanz liegen nicht vor, daher können keine Angaben gemacht werden

3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Bei zentralen Großkraftwerken handelt es sich in der Regel um Projekte, deren Investitionen im Milliardenbereich liegen. Insbesondere die kontinuierlich zugenommene Kraftwerksblockleistung hat die absoluten Investitionen in Kraftwerksprojekte deutlich erhöht. Folge ist eine besonders ausgeprägte Pfadabhängigkeit, die sich insbesondere an den hohen ökonomischen Nutzungsdauern ablesen lässt und ein Risiko für Lock-in-Effekte (Bestreben möglichst hoher Auslastung und langer Laufzeiten) bzw. für Stranded-Investments in einer von Klimaschutz geprägten Energiewelt darstellt. Die ökonomischen Nutzungsdauern haben sich in den letzten Jahrzehnten deutlich erhöht, bedingt durch vielerlei Faktoren. Ein wesentlicher Grund war die Liberalisierung des Strommarktes. Der eingeleitete Liberalisierungsprozess ist als ein bis heute fortlaufender Prozess zu sehen, der von hohen Unsicherheiten geprägt war, was wiederum das Investitionsrisiko deutlich erhöht hat. Nach Markewitz (2016) betragen heutige durchschnittliche Lebensnutzungsdauern von Steinkohlekraftwerken ca. 40 bis 45 Jahre, von Braunkohlekraftwerken 45 bis 50 Jahre und von Gaskraftwerken 35 bis 40 Jahre. Im Einzelfall werden diese Nutzungsdauern auch deutlich überschritten. Die Nutzungsdauern korrelieren eng mit dem strommarktwirtschaftlichen Umfeld sowie den energie- und umweltpolitischen Vorgaben. Da weder die zukünftige Entwicklung des strommarktwirtschaftlichen Umfeldes noch die Veränderung energie- und umweltpolitischer Vorgaben vorhersehbar sind, werden die heute üblichen Nutzungsdauern vereinfachend fortgeschrieben. Über die technische Planungszeit finden sich nur wenige Informationen. Am Beispiel konkreter Kraftwerksbeispiele (z. B. Kraftwerk Moorburg (Gade 2015)) kann von einer technischen Planungsphase bis zu 2 Jahren ausgegangen werden. Dem schließt sich eine Genehmigungsphase an, die je nach Auflagen sehr unterschiedlich lang ausfallen kann. Wie an den jüngeren Kohlekraftwerksprojekten abzulesen ist, ist der Zeitaufwand für das komplexe planungsrechtliche Genehmigungsverfahren deutlich höher als die eigentliche technische Planungszeit. Wie bereits in der Vorgängerstudie (Wietschel et al. 2010) wird bei kohlegefeuerten Kraftwerken davon ausgegangen, dass eine Effizienzsteigerung (z. B. 700 °C-Kraftwerk) von über 50 % nur mit erheblichen Mehrkosten

(z. B. für den Einsatz nickelbasierter Stähle, Kohlevortrocknung, doppelte Zwischenüberhitzung) realisiert werden kann, da sonstige Kostenreduktionspotenziale nahezu ausgeschöpft sind. Eine ähnliche Philosophie wird bei GuD-Kraftwerken unterstellt.

Tab. 3-14 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke

Steinkohlekraftwerke	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24
Bauzeit	Monate	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	40-45	40-45	40-45	40-45	40-45
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW	1.600	>1.600	>1.600	>1.600	>1.600
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	1-2	1-2	1-2	1-2	1-2
Nenn-Wirkungsgrad	%	46,5	47	48	49	>50

Braunkohlekraftwerke	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24
Bauzeit	Monate	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	45-50	45-50	45-50	45-50	45-50
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /Einheit	1.800	>1.800	>1.800	>1.800	>1.800
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	1-2	1-2	1-2	1-2	1-2
Nenn-Wirkungsgrad	%	43	44	45	48	50

GuD-Kraftwerke	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24
Bauzeit	Monate	24	24	24	24	24
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	35-40	35-40	35-40	35-40	35-40
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /Einheit	800	820	>820	>820	>820
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	3	3	3	3	3
Nenn-Wirkungsgrad	%	61	61,5	62	63	64-65

Quellen: Görner und Sauer (2016); Markewitz et al. (2015a, 2015b); Wietschel et al. (2010)

3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Der Betrieb konventioneller Kraftwerke ist von einer Vielzahl von Infrastrukturen abhängig. So ist für die Brennstoffbeschaffung eines Steinkohlekraftwerks die entsprechende Versorgungslogistik (Schiene, Schiff/Anlandung) erforderlich. Für den

Betrieb von gasgefeuerten Kraftwerken ist eine Gasinfrastruktur erforderlich. Bei den meisten der gas- und kohlegefeuerten Dampfkraftwerke erfolgt die Kühlung des Kondensats mit Hilfe eines Kühlturms, der wiederum Kühlwasser benötigt, das in den meisten Fällen Flüssen entnommen wird. Somit ist die unmittelbare Flussnähe ein wichtiges Standortkriterium.

Braunkohlekraftwerke stellen insofern einen Sonderfall dar, da die Standorte aus wirtschaftlichen Gründen nur in unmittelbarer Tagebaunähe errichtet werden können. Gegenüber einem Steinkohlekraftwerk ist bei der Braunkohle eine eigene Förderungs- und Transportlogistik (Schiene, Förderband) notwendig. Für die Kühlung wird in den meisten Fällen das abgepumpte Grundwasser des Tagebaus verwendet, so dass eine Flussnähe nicht zwingend erforderlich ist.

Alle Kraftwerkstypen benötigen eine Anbindung an das Höchst- bzw. Hochspannungsnetz. Viele der heutigen konventionellen Großkraftwerke sind als KWK-Anlagen konzipiert und erzeugen neben Strom auch Wärme (Fernwärme, Prozesswärme). Für den Transport bzw. die Verteilung von Fern- und Prozesswärme ist eine entsprechende pipelinebasierte Wärmeinfrastruktur notwendig.

Vor dem Hintergrund dieser Infrastrukturbedürfnisse werden seit vielen Dekaden die existierenden Kraftwerksstandorte genutzt, da die bestehenden Infrastrukturen vorhanden sind und nicht neu aufgebaut werden müssen. Allerdings ist für die Realisierung von Zukunftskonzepten (Power-to-Gas: Zumischung von Wasserstoff) sowie die Umstellung auf eine reine Wasserstoffversorgung die Modifikation der bestehenden Erdgasinfrastruktur bzw. der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur (Transport, Verteilung, Speicherung etc.) notwendig.

Tab. 3-15 Abhängigkeit des Technologiefeldes Großkraftwerke von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Für die Bewertung von Systemkompatibilität sind die einzelnen Versorgungsaufgaben der zentralen fossil gefeuerten Großkraftwerke in den Blick zu nehmen. Aufgrund des Einspeisevorrangs Erneuerbarer Stromerzeugung ist die Deckung der verbleibenden Residuallast die Hauptversorgungsaufgabe von Großkraftwerken. Verglichen mit der fluktuierenden Einspeisung von erneuerbarem Wind- und PV-Strom handelt es sich bei thermischen Kraftwerken um stundensichere Last, die theoretisch zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Thermische Kraftwerke zeichnen sich daher durch eine hohe Flexibilität aus, mit der es möglich ist, die positive Residuallast bedarfsgerecht zu bedienen. Je nach Kraftwerkstyp können sich die Flexibilitätseigen-

schaften stark unterscheiden (siehe die Kapitel 1.2 und 1.4). Aufgrund dieser Flexibilitätseigenschaften ist es möglich, auch andere Versorgungsaufgaben wie Regelleistung (Momentanreserve¹², Primärregelleistung, Sekundärregelleistung etc.) oder netzstabilisierende Aufgaben (Spannungs- und Frequenzhaltung, Blindleistung etc.) zu übernehmen¹³. Nur mit dem Einsatz von thermischen Kraftwerken ist es heute möglich, Versorgungssicherheit zu garantieren. Auch für den Transformationsprozess hin zu einem erneuerbar geprägten und kernenergiefreien Versorgungssystem ist der Einsatz thermischer Kraftwerke notwendig. So macht der verzögerte Stromnetzausbau den Einsatz von Redispatch-Maßnahmen erforderlich, die derzeit nur mit Hilfe thermischer steuerbarer Kraftwerke durchgeführt werden können. Beabsichtigt ein Kraftwerksbetreiber die Stilllegung einer Anlage, ist dies gemäß §13b EnWG der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Diese wiederum prüft, ob die Anlage als systemrelevant einzustufen ist. Ist dies der Fall, kann das Kraftwerk nicht stillgelegt werden und wird dann in eine sogenannte Netzreserve überführt. Das Kraftwerk wird betriebsbereit gehalten und für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität eingesetzt. Derzeit befinden sich 23 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von ca. 4,8 GW in der Netzreserve (Markewitz et al. 2017).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass thermische Kraftwerke für das heutige Versorgungssystem sowie für die Transformationsphase wichtig und derzeit ein Garant für eine sichere Stromversorgung sind. Ihre Systemkompatibilität ist daher als „sehr hoch“ einzustufen.

Eine zunehmende erneuerbare Stromerzeugung mit vorrangiger Netzeinspeisung bedeutet eine Verringerung des Marktvolumens für konventionelle Kraftwerke. Darüber hinaus ist die veränderte Charakteristik der Residuallastprofile zu sehen, die insbesondere durch höhere Lastrampen gekennzeichnet sind. Die zukünftige Rolle von thermischen Kraftwerken wird darin bestehen, diesen Residuallastbedarf (positive Residuallast) zu decken. Hierfür bedarf es zusätzlich flexibilitätssteigernder Maßnahmen (siehe vorherige Ausführungen in den Kapiteln 1.2 und 1.3), die als systembedingter Anpassungsbedarf zu verstehen sind. Der Anpassungsbedarf wird als „Mittel“ eingestuft. Rückwirkungen im Sinne der Definition des Kriterienkatalogs bestehen nicht.

Längerfristig soll ein System etabliert werden, das ohne den Einsatz von fossil basierten thermischen Kraftwerken auskommt. Dies bedeutet, dass für die verschiedenen oben skizzierten Versorgungsaufgaben andere Techniken einzusetzen sind. In einer Übergangsphase kann es daher zu Technikkonkurrenzen kommen. So ist z. B. die Bereitstellung von Regelleistung auch mit anderen Techniken (z. B. Speicher) möglich. Im Zuge des Transformationsprozesses kann es im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2050 zu Nutzungskonkurrenzen kommen.

Bezüglich des Einsatzes von gasgefeuerten Kraftwerken ist zusätzlich anzumerken, dass es sich im Fall einer forcierten Power-to-Gas-Anwendung dann um den Brennstoffeinsatz von erneuerbarem Methan, reinem Wasserstoff oder wasserstoffreichen

¹² Hinzuweisen ist insbesondere auf die Frequenzstützung durch rotierende Massen der in den Kraftwerken installierten Generatoren.

¹³ Auch Pumpspeicherkraftwerke werden für die Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt.

Gasgemischen handelt. Für die beiden letztgenannten Fälle ist eine Modifikation heutiger Gasturbinen notwendig, wie zuvor beschrieben. Die Notwendigkeit solcher wasserstoffverträglicher Gasturbinen korreliert mit der Ausgestaltung der Power-to-Gas-Konzepte (z. B. Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, Rückverstromung).

4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

4.1 Kohlegefeuerte Kraftwerke

Aus der Perspektive des Großanlagenbaus ist der Export von Kraftwerkstechniken von entscheidender Bedeutung. Dieser Trend wird sich aller Wahrscheinlichkeit nach noch verstärken, da in absehbarer Zeit keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Deutschland gebaut werden. Hinsichtlich des Exports wird der asiatische Markt eine wichtige Rolle spielen, da hier von einer zunehmenden Stromnachfrage auszugehen ist, während diese in vielen Industrieländern der OECD nur noch gering ansteigt bzw. stagniert. Folgt man den BAU-Szenarien (siehe Kapitel 3.1), so werden in diesen Regionen fossil gefeuerte Kraftwerke zukünftig auf längere Zeit noch eine signifikante Rolle spielen. Nimmt man jedoch globale Klimaschutzszenarien zur Grundlage, die im Einklang mit den internationalen Verpflichtungen gemäß des Paris-Abkommens stehen (2 °C- bzw. 1,5 °C-Leitplanken), so ist auch auf globaler Ebene mittel- bis langfristig ein massiver Rückgang der Kohleverstromung zu erwarten.

Um die Klimagasemissionen möglichst niedrig zu halten, sind hocheffiziente fossil gefeuerte Kraftwerke erforderlich. Demgegenüber befindet sich das deutsche Energiesystem in einer Transformationsphase, in der bestehende Kohle- und Gaskraftwerke derzeit und auf mittelfristige Sicht noch eine wichtige Rolle spielen werden bzw. eine Brückenfunktion besitzen. Längerfristig (bis 2050) sollen insbesondere Kohlekraftwerke durch alternative, emissionsarme Stromerzeugungstechniken abgelöst werden. Aus nationaler Sicht geht es somit darum, die Flexibilität der heutigen Bestandskraftwerke unter Einhaltung höchster Umwelt- und Effizienzstandards zu verbessern, um die notwendigen Versorgungsaufgaben für eine Übergangszeit erfüllen zu können und den Weg hin zu einer emissionsarmen Stromversorgung zu ebnen.

Vor diesem Hintergrund hängen die Art und die Notwendigkeit des Entwicklungsbedarfs stark davon ab, ob der nationale oder/und internationale Markt bedient werden soll. Aufgrund dieser unterschiedlichen Perspektiven und Motivationen wird die Relevanz des im Nachfolgenden skizzierten öffentlichen F&E-Bedarfs für Kohlekraftwerke sowohl aus nationaler als auch internationaler Perspektive dargestellt.

Wie aus der nachfolgenden Tabelle hervorgeht, besitzen viele Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität sowohl aus nationaler als auch aus internationaler Sicht Relevanz. Dies betrifft die Steigerung von Lastgradienten oder auch die Notwendigkeit einer verbesserten Lebensdauervorhersage. Aus nationaler Sicht beschränkt sich der F&E-Bedarf auf die heutigen Bestandskraftwerke, während er aus internationaler Sicht zumindest kurz- bis mittelfristig auch den Bau neuer Kraftwerke beinhaltet. So scheidet das 700 °C-Kraftwerk als Option für die nationale Versorgung aus. Allerdings könnte es unter veränderten Randbedingungen (z. B. hohes Grundlastband) international eine hohe Bedeutung besitzen. Gleiches gilt für Kohlekombikraftwerke. Ob Kohlekombikraftwerke international eine Relevanz besitzen oder eine Konkurrenz zu verbrennungsbasierten Kohlekraftwerken sein werden, hängt maßgeblich vom Nachweis eines konkurrenzfähigen, kommerziellen Anlagenbetriebs ab, der bislang mit den bestehenden Demonstrationsanlagen nicht ausreichend nachgewiesen werden konnte.

Die Einhaltung höchster Umweltstandards besitzt sowohl aus nationaler als auch internationaler Sicht hohe Relevanz. Allerdings wird es in Deutschland darum gehen, Anlagen nachzurüsten (z. B. mit NO_x- oder Hg-Rückhaltung), während der internationale Fokus auch auf der Entwicklung von Konzepten für Neuanlagen liegen dürfte.

Tab. 4-1 Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Kohlekraftwerken

F&E-Themen	Nationale Relevanz	Globale Relevanz
Flexibilisierung		
Steigerung der Lastgradienten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Absenkung der Mindestlast (z. B. Einmühlenbetrieb, Einsatz von Plasmabrennern)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kürzere An- und Abfahrvorgänge	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hochtemperaturmaterialien für dünnwandige Komponenten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Verbesserte Lebensdauervorhersagen	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Verbesserte Zustandsüberwachung und optimale Ausnutzung der Zulassungsgrenzen	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Einbindung von Wärmespeichern	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Optimierter Einsatz von Mehrblockanlagen unter Berücksichtigung von aktuellen Anlagezuständen auf Komponentenebene und technischen blockspezifischen Anlagerestriktionen (z. B. Kannlasten)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hybridkraftwerke (z. B. kombiniert mit Batterien)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Korrosionseffekte bei längeren Stillstandzeiten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Effizienz/Klima		
Teillastbetrieb mit hoher Effizienz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Steigerung der Frischdampfparameter (700° Kraftwerk)		<input checked="" type="checkbox"/>
Steigerung der Brennstoffflexibilität (z. B. Biomasse-Zuheizung)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Braunkohlekraftwerke: Einsatz von torrefizierter Biomasse für den Anfahrvorgang	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Umwelt		
NO _x -Nachrüstung von Braunkohlekraftwerken	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Modifizierung von bestehenden REA-Anlagen für die Einhaltung niedriger SO ₂ -Grenzwerte	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Verfahren zur Quecksilberrückhaltung, Messverfahren	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Neue Technologien		
Kohlekombikraftwerke (z. B. IGCC, IGFC)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Konzepte für Polygeneration	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

4.2 Gasgefeuerte Kraftwerke

Legt man die aktuellen Energieprojektionen (siehe Kapitel 3.1) zugrunde, wird die gasgefeuerte Stromerzeugung auch kurz- und mittelfristig eine wichtige Rolle spielen. Werden Power-to-Gas-Konzepte realisiert, werden Gaskraftwerke (Einsatz von Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gasgemischen) auch langfristig eine signifikante Rolle spielen. Dies gilt sowohl aus nationaler als auch internationaler Perspektive. Insofern ist der bereits in der Vorläuferstudie (Wietschel et al. 2010) skizzierte F&E-Bedarf nach wie vor aktuell. Die bereits für Kohlekraftwerke skizzierten zukünftigen Randbedingungen und Versorgungsaufgaben gelten auch für gasgefeuerte Kraftwerke. Auch hier definiert die Residuallast und deren Charakteristik entscheidende Anforderungen (z. B. höhere Flexibilität, veränderte Lastrampen, höhere Stillstandzeiten), die an einen zukünftigen Betrieb von gasgefeuerten Kraftwerken zu stellen sind. F&E-Aktivitäten sind notwendig zur Effizienzsteigerung, zur Erhöhung der Flexibilität, zur Einhaltung von stringenteren NO_x -Grenzwerten und zur Steigerung der Brennstoffflexibilität (z. B. Einsatz von Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gasen). Als wesentliche F&E-Empfehlungen sind zu nennen:

- Effizienzsteigerung durch Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur
- Modifizierung bestehender und Konzeption neuer Kühlkonzepte, Minimierung des Kühlmittelbedarfs
- Entwicklung neuer Materialien (z. B. faserverstärkte Verbundwerkstoffe, Keramiken) für hochtemperaturbeständige Beschichtungen
- Entwicklung von Simulationsmodellen zur Beschreibung von stationären bzw. transiente Betriebszustände zur Beschreibung von Außen- und Kühlluftströmungen
- Weiterentwicklung von Primärmaßnahmen für die Einhaltung stringenterer NO_x -Grenzwerte
- Möglichkeiten einer flexibleren Teillastfahrweise unter Einhaltung der CO- und NO_x -Grenzwerte
- Erhöhung der Brennstoffflexibilität von Gasturbinen (insbesondere Gasgemische mit einem hohen H_2 -Anteil) z. B. durch Entwicklung geeigneter Vormischbrenner sowie höhere Brennstoffflexibilität bei Verdichtern
- Prüfung von Gasturbinenkonzepten (HAT, STIG) als Maßnahme zur Erhöhung der Flexibilität
- Absenkung der Mindestlast (z. B. Multi-Shaft-Konzept, gestufte Verbrennung)
- Möglichkeit der Flexibilisierung von GuD-Kraftwerken durch den Einsatz von Wärme- oder Dampfspeichern
- Erhöhung von Lastgradienten
- Maßnahmen und Konzepte zur Verkürzung von An- und Abfahrvorgängen

Literaturverzeichnis

- Balling, L., Pickard, A. (2012): Flexible operating strategies reduce CO₂ emissions. VGB Power Tech 6 (2012) 27-32.
- Barnes, I. (2013): Recent operating experience and improvement of commercial IGCC, Report CCC/222.
- BDEW (2016a): Jahresvolllaststunden 2010 bis 2015.
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/ED12BC6CA85FE766C1257FEA003EB485/\\$file/Jahresvolllaststunden%202010_2015_o_online_jaehrlich_Ba_o8092016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/ED12BC6CA85FE766C1257FEA003EB485/$file/Jahresvolllaststunden%202010_2015_o_online_jaehrlich_Ba_o8092016.pdf). Letzter Zugriff: 11.10.2016.
- BDEW (2016b): Kraftwerkliste Stand 12.5.2016. www.bdew.de.
- Beckers, R.; Heidemeier, J.; Hilliges, F. (2009): Kohlekraftwerke im Fokus der Quecksilberstrategie. PRTP Bericht - Pollutant Release and Transfer Register. Umweltbundesamt.
- BMU (2016): Klimaschutzplan 2050 - Kabinettsbeschluss vom 14. November 2016. www.bmub.bund.de.
- BMWi (2016a): Gesamtausgabe der Energiedaten.
<http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>. Letzter Zugriff: 11.10.2016.
- BMWi (2016b): Innovation durch Forschung - Erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Projekte und Ergebnisse der Forschungsförderung 2015. www.bmwi.de.
- Bundesnetzagentur (2016): Monitoringbericht 2016 gemäß EnWG, 30.11.2016. www.bundesnetzagentur.de.
- Carpenter, A. (2014): R&D programmes for clean coal technologies, CCC/244. www.iea-coal.org.
- Deutscher Bundestag (2013): Beschlussantrag der Fraktion DIE LINKE: Kohleausstiegsgesetz nach Scheitern des Emissionshandels, Drucksache 17/12064.
- Deutscher Bundestag (2014a): Beschlussantrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Kohleausstieg einleiten - Überfälligen Strukturwandel im Kraftwerkspark gestalten, Drucksache 18/1962.
- Deutscher Bundestag (2014b): Beschlussantrag der Fraktion DIE LINKE: Energiewende durch Kohleausstiegsgesetz absichern, Drucksache 18/1673.
- Deutscher Bundestag (2016): Stickoxidemissionen für Kraftwerke - Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen - Drucksache 18/8350, Bundestagsdrucksache 18/8540 vom 24.5.2016.
- DOE (2016): IGCC Project examples.
<https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifiedia/project-examples#two>.

- EEFA (2010): Bedeutung der rheinischen Braunkohle - sektorale und regionale Beschäftigungs- und Produktionseffekte. Studie im Auftrag der RWE AG.
http://www.eefa.de/images/veroeffentl/Endbericht-RWE_Regiokohle_Final_05-11-2010-1.pdf.
- Ehmann, U.; Dorn, H.; Mieth, G.; Scheinost, R. (2015): GKM Bock 9 - Errichtung eines 911 MW Steinkohleblocks in urbanem Umfeld. VGB Power Tech 6 (2015) 26-30.
- Elsen, R.; Overhoff, U.; Wolf, K. J. (2015); Möglichkeiten und Chancen der Braunkohle jenseits des Strommarktes. VGB Power Tech 11 (2015) 19-24.
- Frohne, A. (2011): Mit modernen Kraftwerken in die Zukunft investieren. VGB Power Tech 12 (2011) 58-63.
- Gade, U. (2015): Erfahrungen mit dem Kraftwerk Moorburg. VGB Power Tech 9 (2015) 77-80.
- Görner, K.; Sauer, D. (2016): Konventionelle Kraftwerke.
- Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (2015): Energy(R)evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015 - Report 5th Edition.
<http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>.
- Haase, T. (2012): Zukünftige Anforderungen an konventionelle Kraftwerke aus Netz-sicht. DENA-Dialogforum "Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke", Berlin 10.10.2012. www.dena.de.
- Hille, M. (2012): Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland. DENA-Dialogforum "Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke", Berlin 10.10.2012.
- IEA (2015): World Energy Outlook 2015. www.iea.org.
- IEA (2016a): RD&D Budget.
- IEA (2016b): World Energy Outlook 2016. Paris.
- Jeschke, R.; Henning, B.; Schreier, W. (2012): Flexibility through highly-efficient technology. VGB Power Tech 5 (2012) 64-68.
- Kather, A.; Klostermann, M. (2015): Grenzwerte für Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken. VGB Power Tech 12 (2015) 74-80.
- Kim, S. (2015): Tae'an IGCC Project update, Presentation at Gasification Technology Conference am 12-14 Oktober 2015, Colorado Springs U.S.
- Landtag NRW Enquete-Kommission (2015): Bericht der Enquete-Kommission zur Zukunft der chemischen Industrie in NRW im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren. Landtagsdrucksache 16/8500. www.landtag.nrw.de.

- Little, A. D. (2015): The future of lignite power. Studie im Auftrag des dbriv.
http://www.adlittle.co.uk/uploads/tx_extthoughtleadership/ADL_FutureOfLignitePower.pdf.
- Lüdke, S. (2012): Möglichkeiten und Grenzen der Flexibilisierung. 44. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden 23./24.10.2012. Tagungsband 237-243.
- Magin, W. (2012): Technische Realisierbarkeit der Anforderungen an konventionelle Kraftwerke. DENA Dialogforum - Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke, Berlin 10.10.2012.
- Markewitz, P. (2016): Lebensdaueranalyse fossil gefeuerter Kraftwerke. Zeitschrift für Energiewirtschaft 40 (3) 171-177.
- Markewitz, P.; Bongartz, R.; Biß, K. (2015a): Gaskraftwerke. In M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte, F. Genoese (Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft. Wiesbaden: Springer Vieweg. 57-75.
- Markewitz, P.; Bongartz, R.; Biß, K. (2015b): Kohlekraftwerke. In M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte, F. Genoese (Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft 3. Wiesbaden: Springer Vieweg. 33-54.
- Markewitz, P.; Grube, T.; Robinius, M.; Kannengießer, T.; Stolten, D. (2017): Energietransport und -verteilung. Brennstoff Wärme Kraft 69 (4).
- Meyer, B.; Appelt, J.; Baitalow, F.; Boblenz, K.; Gutte, H.; Keller, F.; Wolfersdorf, C. (2014): Gutachten für den Landtag NRW - Enquete-Kommission II zur Zukunft der chemischen Industrie in NRW im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren: Stoffliche Nutzung von Braunkohle.
https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/GB_I/I.1/EK/16.WP/EK_II/EK_I_I_-_Info_16-402-TU_Freiberg.pdf.
- Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, T. (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz (Abschlussbericht - DVGW-Förderzeichen G1-07-10). Bonn. www.dvgw-forschung.de.
- Myllyvirta, L.; Shen, X. (2016): Burning money - How China squander over trillion yuan on unneeded coal-fired capacity. Studie im Auftrag von Greenpeace.
<http://www.greenpeace.org/eastasia/publications/reports/climate-energy/2016/Burning-Money/>.
- Öko-Institut; FhG-ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Runde. www.oeko.de.
- Rennings, K.; Markewitz, P. (2013): How clean ist clean? Incremental versus radical technology change in coal-fired power plants. Journal of Evolutionary Economics 23 (2) 331-355.
- Schiffer, H.-W. (2017): Deutscher Energiemarkt 2016. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67 (3) 62-67.
- Schumann, D.; Fischer, W.; Hake, J.-F. (2016): Kohlenutzung und Kohleausstieg in Deutschland aus Sicht der Bevölkerung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (6).

- Sloss, L. L. (2015): The emerging market for mercury control, IEA Clean Coal Center CCC/245. <http://www.iea-coal.org.uk/>.
- Trautmann, G.; Döring, M.; Heim, M.; Schneider, P. G. (2007): Optimierung des dynamischen Verhaltens kohlefebeuerter Kraftwerke.
- VDE (2012): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt.
- VDMA (2016): Lagebericht 2015/2016: Weltmärkte verunsichert - Neue Wettbewerbschancen schaffen.
- VGB (2016): VGB Initiative Hg^{Cap} - Further reduction of mercury emissions from coal fired power plants - Position paper.
<https://www.vgb.org/hgcap.html?dfid=76920>.
- Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Scheufen, M. (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Stuttgart, Karlsruhe: Fraunhofer Verlag, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI-.
- World Energy Council (2016): World energy scenarios 2016.
https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-Report.pdf.

Technologiebericht

2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Ludger Blum

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Blum, L. (2017): Technologiebericht 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Ludger Blum

Tel.: +49 2461 / 61 – 6709

Fax: +49 2461 / 61 – 6695

E-Mail: l.blum@fz-juelich.de

Forschungszentrum Jülich GmbH

Wilhelm-Johnen-Straße

52428, Jülich

Review durch:

Christopher Hebling (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	475
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	476
Tabellenverzeichnis	477
Abbildungsverzeichnis	478
Zusammenfassung (Steckbrief)	480
1 Beschreibung des Technologiefeldes	482
2 Stand F&E in Deutschland	484
2.1 Mikro-KWK	484
2.2 KWK und dezentrale Stromversorgung	485
3 Relevanz öffentlicher Förderung	488
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	488
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	489
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	493
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	493
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	498
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	503
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	508
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	508
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	508
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	511
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	511
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	512
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	512
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	514
Literaturverzeichnis	516

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
TWh	Terra Wattstunden
TJ	Terra-Joule (10^{12} Joule)
PJ	Peta-Joule (10^{15} Joule)


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	BZ-Typen und ihre wesentlichen Eigenschaften-----	483
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung im Technologiefeld Brennstoffzellen-----	489
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Brennstoffzellen in Deutschland-----	491
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Brennstoffzellen -----	491
Tab. 3-4	Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Brennstoffzellen-----	492
Tab. 4-1	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Brennstoffzellen: Mikro-KWK und BHKW (ohne Biogasanlagen) -----	495
Tab. 4-2	In Deutschland installierte BHKW-Anlagen seit 2012 -----	496
Tab. 4-3	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Brennstoffzellen: Mikro-KWK und BHKW (ohne Biogasanlagen) inkl. Rückverstromung-----	497
Tab. 4-4	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Brennstoffzellen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)-----	502
Tab. 4-5	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Technologiefeld Brennstoffzellen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)-----	506
Tab. 4-6	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Brennstoffzellen: Mikro-KWK -----	509
Tab. 4-7	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Brennstoffzellen: BHKW/dezentrale Stromversorgung -----	509
Tab. 4-8	Öffentliche F&E-Budgets für Brennstoffzellen im internationalen Vergleich-----	510
Tab. 4-9	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Brennstoffzellen -----	512
Tab. 4-10	Abhängigkeit des Technologiefeldes Brennstoffzellen von Infrastrukturen -----	512
Tab. 4-11	Spezifische Eigenschaften von Brennstoffzellenanlagen-----	513

Abbildungsverzeichnis

Abb. 4-1	Entwicklung des Marktanteils der verschiedenen Anwendungen, basierend auf den jeweils angenommenen Wachstumsraten WR -----	493
Abb. 4-2	Mikro-KWK: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems für unterschiedliche Abdeckung des Strombedarfs im EFH für 2020, unter der Voraussetzung, dass immer die gleiche Energie von der BZ-Anlage bereitgestellt wird, unabhängig vom jeweiligen Wirkungsgrad -----	498
Abb. 4-3	Mikro-KWK: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems für unterschiedliche Abdeckung des Strombedarfs im EFH für 2050, unter der Voraussetzung, dass immer die gleiche Energie von der BZ-Anlage bereitgestellt wird, unabhängig vom jeweiligen Wirkungsgrad -----	499
Abb. 4-4	BHKW: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zu Dieselmotor-BHKW für 2020/2050 -----	500
Abb. 4-5	Dezentrale Stromversorgung: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020 -----	500
Abb. 4-6	Dezentrale Stromversorgung: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050 -----	501
Abb. 4-7	Emissionen verschiedener Stromerzeugungsanlagen -----	502
Abb. 4-8	Mikro-KWK: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020 -----	503
Abb. 4-9	Mikro-KWK: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050 -----	504
Abb. 4-10	Dezentrale Stromerzeugung: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020 -----	505
Abb. 4-11	Dezentrale Stromerzeugung: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050 -----	506
Abb. 4-12	Rückverstromung: Wasserstoffeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Gasturbinenkraftwerk für 2050 -----	507
Abb. 4-13	Research Impact in fuel chemistry by country (2005-2015) -----	511

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)					
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf					
Beschreibung des Technologiefeldes					
– A: Mikro-KWK (mit PEFC und SOFC) bis 5 kW, basierend auf Erdgas – B: BHKW, dezentrale Stromversorgung (mit PEFC, MCFC und SOFC) bis einige MW, basierend auf Erdgas (optional Biogas, Wasserstoff)					
Technologische Reife:					
– A: PEFC Demonstration (TRL=8), bisher ca. 500 Anlagen in D (J: Kommerzialisierung, TRL=9, ca. 150.000 Anlagen); SOFC Demonstration (TRL=8), bisher ca. 1.500 Anlagen in D (J: Kommerzialisierung, TRL=9, ca. 10.000 Anlagen) – B: PEFC Demonstration (TRL=7), bisher 3 Anlagen in D (ca. 10 weltweit); MCFC Demonstration (TRL=8), bisher ca. 40 Anlagen in D (ca. 100 weltweit), SOFC Technologieentwicklung (TRL=4), keine Anlagen in D (USA: Demonstration, TRL=8, ca. 500 Anlagen)					
Kritische Komponenten: Stack, Reformer, Inverter					
Entwicklungsziele					
– PEFC: Kostensenkung um >50 %; Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 4 bis 5 – MCFC: Kostensenkung um >50 %; Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 2 – SOFC: Kostensenkung um >50 %; Erhöhung Robustheit; Realisierung größerer Stackleistung					
Technologie-Entwicklung					
		Mikro-KWK		BHKW / dez. Stromversorgung	
	Einheit	heute	Zukunft	heute	Zukunft
Marktpotenziale Deutschland	TWh	0,002	2,45	0,036	32
Marktpotenziale International	TWh	0,300	18	0,600	1114
Minimallast	%Pn	25-35	<20	ca. 30	<20
Lastgradient	%Pn/min	>4,5	>10	?	>10
Anfahrzeit Heißstart	h	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Anfahrzeit Kaltstart	h	1-8	0,5-4	?	0,5-2
Wirkungsgrad Nennlast	%	35-60	40-65	47-52	50-60
Wirkungsgrad 50 % Teillast	%	35-60	40-70	40-50	50-60
heute: Stand 2017 der realisierten Anlagen; Zukunft: aus Technologiebericht Tab. 4-1 und Tab. 4-3					
F&E-Bedarf					
– PEFC: Systemkomponenten (Gasaufbereitung), Stacktechnologie (Platinbeladung, Langzeitstabilität); Ersatz Nafion-Membran, massenfertigungstaugliche Herstellverfahren, Steigerung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten – MCFC: Hochtemperatur-Materialien, Lebensdauer Stack, Reduktion Aufheizzeit, Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Lebensdauer und Kosten Heißgasgebläse, – SOFC: Verbesserung der thermomechanischen Eigenschaften, Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Verkürzung Kaltstartzeit, Vergrößerung der Stackleistung für BHKW / dez. Stromversorgung					

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
<ul style="list-style-type: none"> – Mikro-KWK: Gegenüber Referenztechnologie (fossiler Kraftwerksmix mit Gas-Brennwertkessel) sehr hohe Einsparung von THG (37-32 % von 2020-2050); geringe Emissionen (< 10 ppm) an NO_x und SO_x – dez. Stromversorgung: Gegenüber Referenztechnologie (fossiler Kraftwerksmix) sehr hohe Einsparung von THG (86-82 % von 2020-2050); geringe Emissionen (< 10 ppm) an NO_x und SO_x; Technologie ist direkt für Wasserstoff geeignet (keine neue Entwicklung erforderlich)
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
<ul style="list-style-type: none"> – Mikro-KWK (mit Erdgas): Gegenüber Referenztechnologie (fossiler Kraftwerksmix mit Brennwertkessel) Einsparung von 12-25 % in 2020 und von 10-20 % in 2050 – dez. Stromversorgung (mit Erdgas): Gegenüber Referenztechnologie (fossiler Kraftwerksmix) Einsparung von bis zu 35 % in 2020 und von bis zu 28 % in 2050 – Beim Einsatz von Wasserstoff ergibt sich gegenüber der Referenztechnologie Gasmotor eine Ressourceneinsparung von bis zu 50 % in 2050 (Wirkungsgrad 60 % / 30 %)
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
Generell sind die Brennstoffzellentechnologien noch deutlich (> Faktor 2) teurer als konventionelle Technologien. Sobald die Investkosten in den Bereich derjenigen der konventionellen Anlagen kommen (zurzeit ca. 1.500 €/kW für den Bereich BHKW), ist die Technologie kosteneffizienter, da die Betriebs- und Wartungskosten generell geringer sind. Vorteile durch die geringeren Emissionen sind noch nicht bewertbar, können sich aber zu einem Kostenvorteil entwickeln.
Inländische Wertschöpfung
z. Zt. keine Aussagen möglich → F&E-Bedarf
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
Öffentliche Fördermittel zwischen 2012 und 2015 geringer als bei relevanter Konkurrenz (USA, Japan, Südkorea); im gleichen Zeitraum nur 30 % der Patentanmeldungen von Japan. Aktuell scheint sich die Situation mit dem neuen NIP-Programm und den Gegebenheiten in den USA zu Gunsten Deutschlands zu verschieben.
Gesellschaftliche Akzeptanz
Geringes Risiko für Marktakzeptanz und sozialpolitische Akzeptanz (keine „Großprojekte“)
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
Geringe Pfadabhängigkeit durch die Nutzungsdauern von 10 bis 20 Jahren. Hohe Pfadabhängigkeiten beim Aufbau einer eigenen H ₂ -Infrastruktur.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Erdgasinfrastruktur ist erforderlich (ausreichend vorhanden); zukünftig muss H ₂ -Infrastruktur aufgebaut werden, wenn keine Vor-Ort Reformierung oder Wasserelektrolyse (und dann Rückverstromung) erfolgen kann.
Systemkompatibilität
Die Systemkompatibilität ist gewährleistet; die Anlagen können die Versorgungsleistung der konventionellen Kraftwerke übernehmen (inkl. Regelleistung); das gute Teillastverhalten eröffnet neue Möglichkeiten. Zudem ergeben sich technologische Schnittstellen zu Brennstoffzellen für den mobilen Einsatzbereich.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Brennstoffzellen (BZ) werden für unterschiedliche Anwendungen und im Zusammenhang mit der Nutzung vieler verschiedener – fossiler und alternativer – Energierohstoffe betrachtet. Aus dem Umfang der geplanten Anwendungen und der möglichen Brennstoffe ergeben sich große und jeweils ganz spezielle Herausforderungen an das Design der Brenngasbereitstellung. Diese muss gleichermaßen den Anforderungen des Brennstoffs, der Anwendung und denen des verwendeten Brennstoffzellentyps genügen.

Der Einsatzbereich für Brennstoffzellen reicht von portablen Stromversorgern als Batterieersatz bzw. Ladegeräten, über Antriebsaggregate bis hin zur Anwendung in der stationären Kraftwerkstechnik. Der Leistungsbereich erstreckt sich von wenigen Milliwatt hin zu einigen Megawatt. Die Entwicklung der Niedertemperatur-Brennstoffzellentechnik wird sehr stark in der Automobilindustrie vorangetrieben. Im stationären Bereich sind es vor allem die großen Gasgerätehersteller, die kleine Anlagen im kW-Bereich entwickeln.

Prinzipiell weisen stationäre Brennstoffzellen-Anlagen beim Einsatz als Blockheizkraftwerk (BHKW) in der dezentralen Energieversorgung eine Reihe von Vorteilen auf:

- Auf der Basis Kohlenstoff- und/oder Wasserstoff-haltiger Gase wie Erdgas, Biogas usw. wird direkt beim Verbraucher mit kompakten Einheiten die hochwertige Energie Strom erzeugt.
- Überschüssige Abwärme aus dem stromerzeugenden Teil der Brennstoffzellenanlage kann für Heizzwecke (und auch zur Kühlung) und zur Dampferzeugung genutzt werden (je nach BZ-Typ entsprechend dem verfügbaren Temperatur-Niveau).
- Die Option der Prozesswärmebereitstellung erweitert das Anwendungsspektrum auf zahlreiche Branchen bzw. Verbrauchs-Sektoren wie
 - Industrie (Papier, Stahl, Chemie)
 - Handel (Kaufhäuser, Hotels, Bürohäuser)
 - Dienstleistungen (Krankenhäuser, Schulen, Flughäfen) und
 - Haushalte und Kleinverbraucher.
- Brennstoffzellen sind geräusch- und vibrationsarm.
- Die Schadstoffbelastung für die Umwelt ist sehr gering.
- Je nach BZ-Typ und eingesetztem Brennstoff können hohe bis sehr hohe elektrische Wirkungsgrade erreicht werden.
- Ein Anstieg des elektrischen Wirkungsgrades bei Teillast ist möglich.
- Günstige Verhältnisse von Strom- zu Wärmeproduktion (hohe Stromkennzahlen) ermöglichen längere Laufzeiten pro Jahr (je nach Anwendungsfall).
- Teilweise kann durch einen Brandschutz über sauerstoffarme Abluft bzw. Wassererzeugung weiterer Zusatznutzen erzeugt werden.

Diese zahlreichen Vorteile haben weltweit zu großen Anstrengungen bei der Entwicklung von Niedertemperatur- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen (NT-BZ und HT-BZ) für stationäre Anwendungen geführt.

Tab. 1-1 BZ-Typen und ihre wesentlichen Eigenschaften

Typ	Kurzzeichen	Elektrolyt	T-Bereich	Bemerkung
Alkaline Fuel Cell Alkalische BZ	AFC	Lauge (6 –7 molare KOH)	< 120 °C	Empfindlich gegen CO ₂
Polymer Electrolyte FC Polymerelektrolyt BZ	PEFC (PEMFC)	protonenleitende Kunststoffmembran	< 90 °C	Vor allem für mobile Anwendungen
High Temperature - Polymer Electrolyte FC	HT-PEFC	protonenleitende Kunststoffmembran, die Phosphorsäure enthält (PBI - Polybenzimidazol)	120 – 200 °C	Weniger empfindlich gegen CO ₂ , aber geringe Leistungsdichte
Phosphoric Acid FC Phosphorsäure BZ	PAFC	hochkonzentrierte Phosphorsäure	200 – 250 °C	Weniger empfindlich gegen CO ₂ , aber geringe Leistungsdichte
Molten Carbonate FC Karbonatschmelze BZ	MCFC	Gemisch aus Lithium- und Kaliumkarbonat	600 – 700 °C	Benötigt CO ₂ auf der Kathodenseite C-haltige Brenngase Hoher Anlagenwirkungsgrad
Solid Oxide FC Oxidkeramische BZ	SOFC	sauerstoffionen-leitfähige Keramik (Zirkoniumoxid 8YSZ)	600 – 1.000 °C	C-haltige Brenngase und H ₂ Sehr hoher Anlagenwirkungsgrad

2 Stand F&E in Deutschland

In der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ (Wietschel et al. 2010) wurden verschiedene Schlüsselthemen für die weitere Brennstoffzellenentwicklung in den Bereichen Brenngaserzeugung, BZ-Stack und BZ-System identifiziert. Beispielsweise wurden im Bereich der Reformermaterialien und Katalysatoren durch die verstärkte Einbindung der chemischen Industrie und durch die größere Anzahl an Demonstrationsanlagen bereits große Fortschritte erzielt, wobei eine weitere Kostenreduktion notwendig ist.

Bei den Stacks gibt es bei Niedertemperatur-Brennstoffzellen vielversprechende Ansätze zur Reduktion der Alterung, die aber weiterhin im Wettstreit mit einer Reduktion der Platinbeladung steht. Alternative Membranmaterialien werden zwar an vielen Stellen untersucht, es stehen aber noch keine zur Nafion konkurrenzfähigen Materialien zur Verfügung.

Bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen wurde die Fügetechnik deutlich verbessert, wodurch in Verbindung mit Designänderungen eine deutlich bessere Thermozyklrierbarkeit erzielt wurde. Die sehr rigiden Anforderungen für den Einsatz als APU beispielsweise im Lkw können allerdings noch nicht komplett erfüllt werden. Speziell bei Anodensubstratzellen stellt die Redoxstabilität immer noch eine große Herausforderung dar.

Mit zunehmender Anzahl an Demonstrationsanlagen vor allem im Bereich Mikro-KWK wurden das System und die Systemkomponenten deutlich verbessert und die Zuverlässigkeit der Anlagen deutlich erhöht. Jetzt stehen weitere Vereinfachung und Kostenoptimierung im Fokus, da die Zielkosten noch mindestens um den Faktor zwei bis drei niedriger liegen als die zurzeit erreichbar.

2.1 Mikro-KWK

In Japan hat die Mikro-KWK in den letzten 10 Jahren einen enormen Fortschritt gemacht. Inzwischen wurden mehr als 150.000 PEFC-Systeme von Toshiba und von Panasonic mit massiver öffentlicher Förderung am Markt platziert. In den letzten Jahren kamen ca. 10.000 SOFC Systeme von AISIN Seiki mit einem Stack von Kyocera hinzu.

In Europa, und da vorwiegend in Deutschland, wurde die Entwicklung bereits in den 90er Jahren begonnen. Zunächst von Sulzer-Hexis (heute Hexis) mit einer eigenen SOFC-Stack-Entwicklung, etwas später dann von Vaillant mit einem PEFC-System. Dem folgten dann Baxi, Viessmann und Buderus, alle zunächst auch mit PEFC-Systemen. Inzwischen hat sich die Situation deutlich gewandelt.

Vaillant hat 2005 die Entwicklung auf Basis PEFC eingestellt und ist nach einer kurzen Phase HT-PEFC auf die SOFC umgestiegen. Der Stack kommt von der in Dresden ansässigen Firma Sunfire. Inzwischen wurden mehr als 250 Systeme im Feld getestet. Der Markteintritt war für 2017 geplant. Am 15. März 2017 hat Vaillant bekannt gegeben, „die Entwicklungskapazitäten im Bereich Brennstoffzellen zu reduzieren“, da „Immobilienbesitzer ein solches Brennstoffzellen-Heizgerät derzeit nicht wirtschaftlich betreiben können“ (HZwei-Blog 2017).

Buderus hat die Entwicklung (nach der Übernahme durch Bosch in 2004) ebenfalls 2005 eingestellt. 2012 startete Bosch (seit 2008 Bosch Thermotechnik) eine Kooperation mit dem japanischen Hersteller für SOFC-Systeme AISIN Seiki. Die Markteinführung unter den Markennamen Buderus und Junkers sollte 2016 erfolgen.

Viessmann hat ebenfalls die eigene PEFC-Systementwicklung eingestellt und sich zweigleisig aufgestellt. Für den Einsatz in Neubauten will Viessmann die Systeme von Panasonic vertreiben. Für die Modernisierung von Gebäuden setzt Viessmann auf die SOFC und hat hierzu 2015 die Schweizer Firma HEXIS zu 100 % übernommen. HEXIS hat ca. 300 Systeme im Feld getestet und seit der Markteinführung 80 Systeme an Kunden verkauft (Stand Mitte 2016).

Baxi wurde 2013 von der BDR Thermea-Gruppe übernommen, die nach Einstellung der eigenen Entwicklungsarbeiten 2014 eine Kooperation mit Toshiba Fuel Cell Power Systems beschlossen hat und 2015 die Markteinführung mit einer Kleinserie von deren PEFC-System als Dachs InnoGen von SENERTEC gestartet.

Neben den Aktivitäten dieser großen Gasgerätehersteller gibt es einige Start-up Firmen, die in diesem Bereich tätig sind.

Die Dresdner Firma inhouse bietet ein 5 kW PEFC-System für Mehrfamilienhäuser an. Die Firma Elcore vertreibt ein 300 W System auf der Basis einer HT-PEFC. Die italienische Firma SolidPower bietet nach der Übernahme der australischen Firma Ceramic Fuel Cells (CFC) ein 1,5 kW System (BlueGen) mit 60 % elektrischem Netztowirkungsgrad und eigenem 2,5 kW System (EnGen-2500) an, beide auf der Basis SOFC.

2.2 KWK und dezentrale Stromversorgung

Im Bereich größerer KWK-Anlagen und dezentraler Stromversorgung gibt es in Deutschland nur wenige Entwicklungsaktivitäten: sunfire im Bereich der SOFC mit eigener Stack- und Systemtechnik, allerdings mit dem Schwerpunkt Elektrolyse, N₂telligence basierend auf den PAFC-Anlagen der japanischen Firma Fuji Electric und FuelCellEnergy Solutions GmbH basierend auf der MCFC-Technologie der amerikanischen Firma Fuel Cell Energy in Kooperation mit dem IKTS Dresden.

Die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) war lange Zeit die kommerziell am weitesten entwickelte Brennstoffzelle. Die amerikanische Firma ONSI entwickelte und verkaufte BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 200 kW. Zwischenzeitlich firmierte die Firma unter UTC Fuel Cells, die dann zunächst von ClearEdge Power und später von Doosan Fuel Cell America übernommen wurde. Das wichtigste Produkt ist zurzeit die 400 kW Anlage Pure Cell 400, die für ca. 3.000 \$/kW vertrieben wird. Mit einzelnen Anlagen des Vorgängermodells PC25, das ca. 300-mal verkauft wurde, wurden Betriebszeiten von mehr als 60.000 h erreicht. Aktuell werden die Anlagen mit einem Revisionszyklus von 10 Jahren angeboten. Ein weiterer Anbieter von PAFC-Anlagen ist die japanische Firma Fuji Electric Corporation, deren 100 kW Anlagen in Europa durch die Firma N₂telligence vertrieben werden. Als besondere Systemeigenschaft wird das Abgas zur Reduktion der Brandgefahr in Rechenzentren etc. eingesetzt. Bis 2015 wurden sechs solche Anlagen in Deutschland installiert.

Ab etwa 2003 wurden dann deutlich mehr Karbonaltschmelze-Brennstoffzellen (MCFC) Anlagen der Firma Fuel Cell Energy (FCE), ebenfalls angesiedelt in den USA, verkauft. Diese Anlagen werden in Größen von 0,3, 1,4 und 2,8 MW verkauft. Über lange Jahre gab es eine Kooperation mit der deutschen Firma MTU, die 300 kW Systeme (HotModule™) unter Verwendung der Stacks von FCE gebaut hat. Bis 2012 wurden von FCE ca. 80 Anlagen in den USA und in Asien und von der MTU ca. 40 HotModule-Anlagen in Europa installiert. In 2012 wurden die Aktivitäten der MTU von einem Joint Venture aus FCE und dem Fraunhofer Institut IKTS/Dresden unter dem Namen Fuel Cell Energy Solutions (FCES) übernommen. 2013 wurde von FCE eine 58 MW Anlage in Südkorea installiert (basierend auf den 2,8 MW-Einheiten) und 2016 wurde von FCES eine erste 1,4 MW Anlage in Europa für Friatec über EoN installiert. Die Kosten sollen bei 2.500 – 3.000 €/kW liegen. Gemeinsam mit dem IKTS erfolgt eine Weiterentwicklung der Stack-Technologie, da die Lebensdauer der Stacks zurzeit auf ca. 35.000 h begrenzt ist

Mit der Gründung von Bloom Energy (vormals Ion Amerika) in 2005 ist eine finanzstarke Start-up Firma in den USA auf den Plan getreten, die 100 und 200 kW SOFC-Anlagen anbietet. Zwischenzeitlich wurden überwiegend in den USA Anlagen mit insgesamt mehr als 140 MW (Stand 2014) installiert. Die Anlagen sollen einen Wirkungsgrad von > 50 % besitzen und in der neuesten Generation für 4000 \$/kW verfügbar sein.

In Finnland beschäftigt sich die Firma Convion (eine Ausgründung von Wärtsilä) mit der Entwicklung von 20 und 50 kW SOFC-Anlagen, befindet sich aber am Beginn des Demo-Stadiums.

Mitsubishi Heavy Industries hat in Japan eine 250 kW Druck-Hybrid-Anlage auf der Basis tubularer SOFC entwickelt und vor einigen Jahren 3000 h Betrieb demonstriert. Aktuellere Daten sind nicht bekannt.

Die koreanische Firma LG hat die Aktivitäten von Rolls Royce übernommen und arbeitet ebenfalls an einer 250 kW Druck-Hybridanlage, konnte aber bislang noch keine Anlage demonstrieren.

Die PEFC zeichnet sich zwar durch eine hohe Leistungsdichte aus. Allerdings schränkt das niedrige Temperaturniveau die Nutzwärme-Anwendungen ein und der Aufwand für die Erdgasreformierung begrenzt den Systemwirkungsgrad auf ca. 36 %, weshalb nach einigen Versuchsanlagen von Alstom-Ballard zwischen 2001 und 2004 keine weiteren Anlagen basierend auf Erdgas gebaut wurden. Ballard hat mit der 1,1 MW ClearGen™ Anlage bei Toyota Motor Sales USA (TMS) sales and marketing headquarters campus in Torrance, California, die direkt aus einer Wasserstoff-pipeline versorgt wird, den Schritt hin zu PEFC-Großanlagen basierend auf Wasserstoff gemacht. Es wird von der Installation von bislang zwei Anlagen berichtet. Die niederländische Firma NedStack hat 2011 eine wasserstoffbetriebene 1 MW Anlage bei Solvay in Belgien errichtet und 2016 eine 2 MW Anlage in China bei Ynnovate Sanzheng.

Die längste Entwicklungszeit für diese BHKW-Anwendungen hat die PAFC-Technologie. Allerdings konnten trotz großer Anstrengungen die Anlagenkosten noch nicht auf das Niveau der konventionellen Anlagen gebracht werden.

Die MCFC hat zwar bei der Kostenreduktion einen großen Fortschritt gemacht und in etwa das Niveau der PAFC erreicht. Allerdings stellt die mangelnde Langzeitstabilität ein weiteres großes Hindernis für einen breiteren Markterfolg dar.

Die SOFC hat das größte Potenzial hinsichtlich des elektrischen Nettowirkungsgrads. Im Gegensatz zu den PAFC- und den MCFC-Anlagen, die Einzelstacks mit einer Leistung von mehreren hundert kW verwenden, haben die Stacks, die Bloom Energy verwendet, nur eine Leistung von 1 bis 2 kW, weshalb sehr viele Einzelkomponenten verschaltet werden müssen. Allerdings arbeitet die SOFC mit einer zwei- bis dreimal so großen Leistungsdichte.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Situation bei Mikro-KWK und KWK-Anlagen größerer Leistung ist wie oben beschrieben vor allem in Deutschland sehr unterschiedlich. Während es im Bereich der größeren KWK-Anlagen keine nennenswerten industriellen Aktivitäten gibt, haben bei der Mikro-KWK alle führenden Hersteller entweder eigene Entwicklungsarbeiten oder arbeiten verstärkt mit ausländischen Partnern (vor allem aus Japan) zusammen. Alle befinden sich bereits im Stadium der Feldtests oder der Markteinführung. Deshalb ist bei den Mikro-KWK-Anlagen ein Markteinführungsprogramm notwendig, wie es derzeit von der Bundesregierung angeboten wird. Durch die überschaubaren Anlagenkosten (10 bis 20.000 €) und das große Marktpotenzial, was die Anzahl an Anlagen angeht, ist es deutlich einfacher als bei großen KWK-Anlagen, bereits in einem relativ frühen Entwicklungsstadium Feldtests mit einer nennenswerten Anzahl an Anlagen durchzuführen. Dies bedeutet aber nicht, dass keine Verbesserungen bei Stack- und Anlagentechnik mehr erforderlich sind. Im Gegenteil, um die ehrgeizigen Kostenziele bei der geforderten Langzeitstabilität zu erreichen, sind noch zahlreiche grundlegende Verbesserungen notwendig. Insbesondere ist vor allem der Eigenheim-Markt sehr konservativ. Außerdem muss sich zeigen, ob im Verhältnis zum potenziellen Mehrwert der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme die komplexe KWK-Technologie lohnend ist.

Bei den größeren KWK-Anlagen muss bei der MCFC vor allem die Stacktechnik hin zu besserer Langzeitstabilität weiterentwickelt werden (hierzu gibt es vielversprechende erste Ergebnisse). Hier ist mit FCES zumindest ein Industriepartner aktiv. Bei der SOFC gibt es einige Forschungsaktivitäten bei der mittelständischen Industrie (ElringKlinger, New Enerday), bei Start-ups (Sunfire) und an Universitäten und Forschungseinrichtungen. Allerdings fehlt der Pusch hin zu größeren dezentralen Anlagen, weshalb (oder weil) es an Beteiligung der Industrie aus dem klassischen Kraftwerks- und Energiesektor fehlt.

Eine Unterscheidung zwischen den Szenarien DE_80 % und 95 % ist beim vorliegenden Technologiefeld nicht möglich (Tab. 3-1).

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung im Technologiefeld Brennstoffzellen

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Mikro-KWK

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

KWK

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Im Rahmen des Technologiefeldes Brennstoffzellen sind bei der stationären Anwendung zwei unterschiedliche Anwendungsbereiche zu unterscheiden (siehe Tab. 3-2). Dies ist zum einen die Mikro-KWK, d. h. Kleinanlagen bis 5 kW_{el}, die vorzugsweise in Ein- und Mehrfamilienhäusern zur Strom- und Wärmeversorgung eingesetzt werden, und das klassische BHKW, das von 10 kW_{el} bis einige MW_{el} gehen und für die unterschiedlichsten Anwendungen (Stadtteilversorgung, Industrie, Krankenhäuser, Hotels, etc.) zum Einsatz kommen kann. Diese Anlagen können natürlich auch als reine dezentrale Stromerzeuger eingesetzt werden.

Neben dieser Unterscheidung nach der Leistungsgröße muss zusätzlich nach der Brennstoffzellentechnologie unterschieden werden, da die verschiedenen Brennstoffzellentypen, abhängig von der Anwendung, einen unterschiedlichen Entwicklungsstand und unterschiedliche Entwicklungsschwerpunkte aufweisen.

Seit Ende der 90er wird von den wichtigsten Gasgeräteherstellern und einigen Start-ups die Stack- und Systemtechnik für Mikro-KWK-Anwendungen entwickelt. Basierend auf dem Brennstoff Erdgas hat sich gezeigt, dass die Anforderungen an die Systemtechnik der Niedertemperatur-Brennstoffzelle hinsichtlich Dynamik, Kompaktheit und Kosten sehr hoch sind. Zudem konnte bei der Stackentwicklung die Synergie mit der Fahrzeugentwicklung nicht ausreichend genutzt werden, da sich die Anforderungen aus den jeweiligen Anwendungen doch deutlich unterscheiden. Inzwischen wurden alle eigenen Entwicklungen basierend auf der PEFC eingestellt (ausgenommen das Start-up InHouse engineering GmbH und Elcore, die die HT-PEFC verwenden) und entweder auf die SOFC umgestellt oder eine Kooperation mit den japanischen Herstellern Toshiba und Panasonic eingegangen. Im Rahmen von verschiedenen Förderprogrammen, wie Callux und ene.field, wurde die technologische Reife der Miko-KWK mit zahlreichen Feldtests nachgewiesen (TRL 7 bis TRL 8).

Für einen kommerziellen Erfolg müssen allerdings die Systemkosten noch deutlich reduziert und die Langzeitstabilität deutlich erhöht werden. Die Systeme müssen einfacher und robuster werden. Hier besteht weiter Entwicklungsbedarf bei Gasaufbereitung/Reformierung/Feinreinigung (insbesondere bei der PEFC) und der sonsti-

gen Systemtechnik sowie bei der Stacktechnik. Bei der PEFC muss die Platinbeladung weiter reduziert werden bei gleichzeitiger Verbesserung der Langzeitstabilität. Der kostengünstige Ersatz für die Nafion-Membran ist weiterhin ein langfristiges Forschungsthema. Bei der SOFC sind wesentliche Themen die thermomechanische Belastung der Bauteile (vor allem Zelle und Fügung) aufgrund der auftretenden Temperaturgradienten und der Unterschiede im thermischen Ausdehnungskoeffizienten der verschiedenen Bauteile sowie die Interdiffusion zwischen den verschiedenen Werkstoffen aufgrund der hohen Betriebstemperatur.

Bei größeren Anlagen für Anwendungen als BHKW oder dezentrale Stromversorgung hat sich gezeigt, dass bei Verwendung von Erdgas oder Biogas die Hochtemperatur-Brennstoffzellen eindeutige Vorteile beim Wirkungsgrad haben (Blum 2011) und die Gasaufbereitung deutlich einfacher und damit kostengünstiger wird. Die Karbonatschmelze-Brennstoffzellen haben den Vorteil, dass große Einheiten realisiert werden können (FCE-Basiseinheit 300 kW), dass aber die Langzeitstabilität noch deutlichen Einschränkungen unterliegt (Choi 2010, Baumgärtner 2016). Bei der SOFC kommt zu den oben beschriebenen Punkten hinzu, dass die einzelnen keramischen Elemente in ihrer Größe sehr beschränkt sind und es deshalb eine große Herausforderung darstellt, Stackeinheiten im Bereich von 10 kW zu realisieren. Beispielsweise basieren die 200 kW Anlagen von Bloom Energy auf Stackeinheiten von ca. 1,5 kW Leistung. Damit stellt auch die Anlagentechnik zur optimalen Verschaltung vieler Stackeinheiten einen wesentlichen Entwicklungsschwerpunkt dar.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Brennstoffzellen in Deutschland

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2
Grundlagenforschung			
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung			
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration			
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung			
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
TRL= Technology Readiness Level			
T1 = Mikro KWK, T2 = BHKW			

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Brennstoffzellen

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tab. 3-4 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Brennstoffzellen

Kritischer Rohstoff	Substitutionsmöglichkeit	Rezyklierbarkeit	BZ-Typ
Platin	gering	Ja	PEFC
Palladium	gering	Ja	PEFC
Ruthenium	gering	Ja	PEFC
Lanthan	Nein	Nein	SOFC
Strontium	Nein	Nein	SOFC
Kobalt	Nein	Nein	SOFC
Yttrium	Nein	Nein	SOFC
Scandium	Ersatz für Yttrium	Nein	SOFC
Gadolinium	Nein	Nein	SOFC
Cer	Nein	Nein	SOFC
Lithium	Nein	Nein	MCFC

Bei der PEFC muss im Wesentlichen aus Kostengründen der Einsatz der Edelmetalle reduziert und eine Kreislaufwirtschaft etabliert werden. Dies ist bei Edelmetallen technisch kein Problem.

Bei den Hochtemperatur-Brennstoffzellen liegen die Elemente grundsätzlich in oxidiert Form oder in Verbindung mit anderen Elementen vor. Ein Recycling ist deshalb bislang mit vertretbarem Aufwand nicht machbar.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Zu den Marktpotenzialen von stationären Brennstoffzellenanlagen liegen keine hier verwendbaren Analysen vor. Eine Unterscheidung der verschiedenen Szenarienbereiche (INT_2°C und INT_besser_2°C) ist deshalb nicht möglich. In den Tabellen werden deshalb die Bereiche Mikro-KWK und BHKW dargestellt.

Als Marktpotenzial wird von den heute niedrigen installierten Leistungen ausgegangen und auf 2020 extrapoliert und entsprechend dem Anfangsverlauf einer S-Kurve mit für die jeweilige Anwendung sinnvoll erscheinenden Anstiegen gerechnet (siehe Abb. 4-1), die laut Kriterienraster zwischen 10 und 30 % pro Jahr liegen. Die anteiligen Brennstoffzellenzahlen werden auf Gesamtzahlen bezogen, die entweder aus der Literatur verfügbar sind oder aus anderen Szenarien abgeleitet werden.

Eine detaillierte Marktanalyse kann im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt werden.

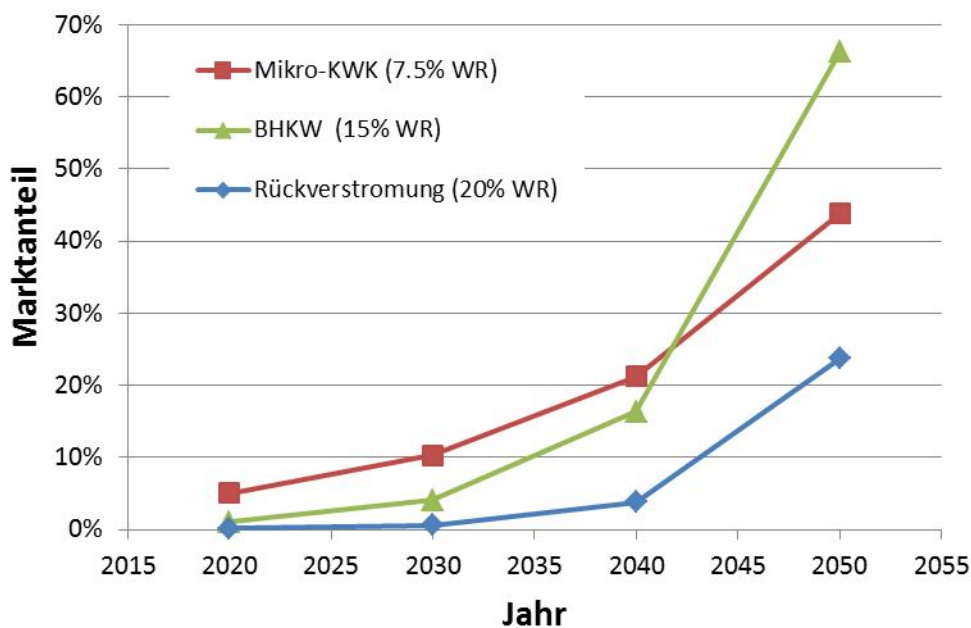


Abb. 4-1 Entwicklung des Marktanteils der verschiedenen Anwendungen, basierend auf den jeweils angenommenen Wachstumsraten WR

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Mikro-KWK

Vaillant gibt für Europa ein Gesamtvolumen von 5 Mio. Heizgeräten pro Jahr an (Stand 2000) (Vaillant 2000). Setzt man für Nordamerika (Bukold 2014) und Asien 10 Mio. Heizgeräte an, so ergibt sich unter den Annahmen 0,7 kW Systemleistung und 4.000 Volllastbetriebsstunden pro Jahr ein Marktpotenzial von 42 TWh. Als Anteil der BZ-Anlagen am gesamten Marktpotenzial wird bei einer jährlichen Steigerung von 7,5 % angenommen:

2020: 5 %, 2030: 10 %, 2040: 21 %, 2050: 44 %

Für 2020 wird in der Studie von Pehnt et al. (2012) im „Szenario Dynamik“ für die deutschen Hersteller von 150.000 BZ-Heizgeräten bis 1 kW_{el} ausgegangen (50 % davon für den Export), was unter obigen Annahmen 0,42 TWh entspricht. Das wäre 1 % des Gesamtmarktes. Diese Zahl wurde in Japan für den heimischen Markt bereits 2016 erreicht.

KWK und dezentrale Stromversorgung

Biogasanlagen in Europa:

Im SuperSOFC-Meeting am 30.01.2017 in Stuttgart wurde vom Imperial College (Gandilio) über das Potenzial im Bereich Klärgas berichtet: In Europa gibt es 23.000 Kläranlagen mit einem Potenzial für Biogasanlagen (> 40 kW) von 5.141 Anlagen (> 1.000 Anlagen in Deutschland). Hieraus ergibt sich für Europa ein Potenzial von 930 – 2550 MW_{el}, was bei 6.000 Betriebsstunden/a insgesamt 6 bis 15 TWh entspricht.

Rückverstromung:

In 2013 betrug die weltweite Stromproduktion 23.445 TWh (Statista 2014).

Um in Zeiten von nicht ausreichender regenerativer Leistung den Strombedarf zu decken, wird von einer Rückverstromung von Wasserstoff (eventuell auch Erdgas) ausgegangen. Es wird angenommen, dass sich diese Zeiten zu geringer regenerativer Stromproduktion auf 20 % des gesamten Strombedarfs aufsummieren. Dies entspricht bei einer Betriebszeit von 1.752 h (20 % von 8.760 h) einem Bedarf von 4.691 TWh. Dieser kann durch zentrale Gaskraftwerke und durch dezentrale Kleinanlagen gedeckt werden. Für BZ-Anlagen wird hierbei bei einer jährlichen Steigerung von 20 % von folgendem Anteil (bezogen auf den Gesamtbedarf) ausgegangen:

- 2020: 0,1 % = 4,7 TWh; das entspricht 2.680 Anlagen à 1 MW
- 2030: 0,6 % = 29 TWh; das entspricht 16.600 Anlagen à 1 MW
- 2040: 4 % = 180 TWh; das entspricht 103.000 Anlagen à 1 MW
- 2050: 24 % = 1114 TWh; das entspricht 635.000 Anlagen à 1 MW

In Tab. 4-1 werden die Bereiche Mikro-KWK und BHKW dargestellt.

Tab. 4-1 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Brennstoffzellen: Mikro-KWK und BHKW (ohne Biogasanlagen)

Jahr	Referenz (BAU)		Mikro-KWK		BHKW	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014				0,3*		0,6**
2020				2,1		4,7
2030				4,3		29
2040				8,9		180
2050				18,4		1114

* Abschätzung: Japan: 100.000 Systeme mit 0,7 kW und 4000 Betriebsstunden pro Jahr
 ** Abschätzung: Korea und USA (MCFC und SOFC): 100 MW und 6000 Betriebsstunden pro Jahr

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Mikro-KWK

Vaillant gibt für Deutschland ein Gesamtvolumen von 2 Mio. Heizgeräten pro Jahr an (Stand 2000). Somit ergibt sich unter den Annahmen 0,7 kW Systemleistung und 4.000 Volllastbetriebsstunden pro Jahr ein Marktpotenzial von 5,6 TWh.

Als Anteil der BZ-Anlagen am gesamten Marktpotenzial wird bei einer jährlichen Steigerung von 7,5 % angenommen:

2020: 5 %, 2030: 10 %, 2040: 21 %, 2050: 44 %

Bei 10.000 €/System entspräche dies in 2020 einem Umsatz von 2 Mrd. €. Pehnt et al. ermitteln im „Szenario Dynamik“ für den Heimatmarkt einen Umsatz von 1,8 Mrd. € (Pehnt et al. 2012).

KWK und dezentrale Stromversorgung

Biogasanlagen:

Im SuperSOFC-Meeting am 30.01.2017 in Stuttgart wurde vom Imperial College (Gandilio) über das Potenzial im Bereich Klärgas berichtet: In Deutschland gibt es mehr als 1.000 Kläranlagen mit einem Potenzial für Biogasanlagen > 40 kW. Hieraus ergibt sich für Deutschland ein Potenzial von 200 - 500 MW_{el}, was bei 6.000 Betriebsstunden/a insgesamt 1,2 bis 3 TWh entspricht.

Bei 1.500 €/kW entspräche dies einem Umsatz von ca. 750 Mio. €.

BHKW:

Tab. 4-2 zeigt, welche BHKW-Anlagen in den letzten Jahren in Deutschland installiert wurden:

Tab. 4-2 In Deutschland installierte BHKW-Anlagen seit 2012

Elektrische Leistung	2012		2013		2014		2015	
	Anzahl	MW _{el}	Anzahl	MW _{el}	Anzahl	MW _{el}	Anzahl	MW _{el}
<= 2 kW	1.505	1,5	2.008	2,0	1.459	1,5	975	1,0
> 2 <= 10 kW	2.193	11,4	2.497	13,2	2.630	14,5	1.987	11,0
> 10 <= 20 kW	950	17	1.116	20	1.451	27	867	17
> 20 <= 50 kW	520	22	681	29	879	38	537	25
> 50 <= 250 kW	262	37	407	60	594	92	371	56
> 250 <= 500 kW	89	34	97	37	167	63	95	35
> 500 kW <= 1 MW	51	39	47	34	107	76	56	41
> 1 <= 2 MW	52	86	81	134	85	140	49	81
> 2 <= 10 MW	19	90	46	206	31	131	8	33
> 10 <= 50 MW	9	174	12	275	13	289	3	47
> 50 <= 100 MW	1	89	6	391	1	62	0	0
> 100 MW	1	106	1	191	5	779	2	408
Summe	5.652	716	6.999	1.392	7.422	1.713	4.950	755

Quelle: Anzahl der beim BAFA zugelassenen KWK-Anlagen nach Größenklassen und Inbetriebnahmejahr (Stand 06.06.2016) von Gailfuß (2016)

Im für Brennstoffzellen relevanten Leistungsbereich von 10 kW bis 10 MW beträgt die 2014 installierte Leistung 567 MW (wegen Gesetzesänderungen und dem damit verursachten Einbruch wurde das Jahr 2015 nicht berücksichtigt). Bei 6.000 Voll-lastbetriebsstunden pro Jahr ergeben sich damit 3,4 TWh. Der Anteil an BZ-Anlagen ist bislang verschwindend gering, könnte sich aber wegen der deutlich geringeren Emissionen und des besseren Wirkungsgrads in den nächsten Jahren deutlich erhöhen. Allerdings gibt es auf diesem Gebiet bislang keine deutschen Anbieter, mit Ausnahme von Sunfire, die sich allerdings bislang auf die Elektrolyse und spezielle Märkte konzentrieren und deren größere BZ-Anlagen sich im Vor-Demo-Stadium (TRL 4) befinden (z. B. Projekt „SchiBZ“).

Da keine Zahlen zum möglichen Marktanteil bei KWK-Anlagen verfügbar sind, wird für BZ-Anlagen, nach einer Vorlaufphase bis 2020 mit geringem Anteil, von folgenden steigenden Anteilen (jährliche Steigerung 15 %) ausgegangen, um Aussagen über den Effekt bzgl. Einsparungen und Marktvolumen machen zu können (Basis ist der jährliche Zubau an BHKW-Anlagen wie 2014):

- 2020: 1 % = 0,03 TWh; das entspricht 57 Anlagen à 100 kW
- 2030: 4 % = 0,14 TWh; das entspricht 229 Anlagen à 100 kW
- 2040: 16 % = 0,56 TWh; das entspricht 927 Anlagen à 100 kW
- 2050: 66 % = 2,25 TWh; das entspricht 3.752 Anlagen à 100 kW

Bei 1.500 €/kW entspräche dies in 2050 einem Umsatz von ca. 563 Mio. €.

Rückverstromung:

Die Stromproduktion lag 2014 in Deutschland bei 620 TWh (Statista 2016). In der folgenden Überlegung wird angenommen, dass dieser Wert bis 2050 konstant bleibt.

Um in Zeiten nicht ausreichender regenerativer Leistung den Strombedarf zu decken, wird von einer Rückverstromung von Wasserstoff (evtl. auch Erdgas) ausgegangen. Es wird angenommen, dass sich diese Zeiten von zu geringer regenerativer Stromproduktion auf 20 % des gesamten Strombedarfs aufsummieren. Dies entspricht bei einer Betriebszeit von 1.752 h (20 % von 8760 h) einem Bedarf von 124 TWh. Dieser kann durch zentrale Gaskraftwerke und durch dezentrale Kleinanlagen gedeckt werden. Da keine Zahlen zum möglichen Marktanteil von BZ-Anlagen verfügbar sind, wird nach einer Vorlaufphase bis 2020 mit geringerem Anteil von folgenden steigenden Anteilen (jährliche Steigerung 20 %) ausgegangen, um Aussagen über den Effekt bzgl. Einsparungen und Marktvolumen machen zu können:

- 2020: 0,1 % = 0,1 TWh; das entspricht 71 Anlagen à 1 MW
- 2030: 1 % = 0,8 TWh; das entspricht 438 Anlagen à 1 MW
- 2040: 10 % = 4,8 TWh; das entspricht 2.713 Anlagen à 1 MW
- 2050: 20 % = 29,4 TWh; das entspricht 16.801 Anlagen à 1 MW

Bei 1.500 €/kW entspräche dies in 2050 einem Umsatz von ca. 25 Mrd. €.

Tab. 4-3 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Brennstoffzellen: Mikro-KWK und BHKW (ohne Biogasanlagen) inkl. Rückverstromung

Jahr	Referenz (BAU)		Mikro-KWK		BHKW	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014				0,002*		0,036**
2020				0,28		0,13
2030				0,58		0,91
2040				1,19		5,31
2050				2,45		31,69

* Abschätzung: Deutschland: 500 Systeme mit 0,7 kW und 4.000 Betriebsstunden pro Jahr

** Abschätzung: PAFC, MCFC und SOFC: 6 MW und 6.000 Betriebsstunden pro Jahr

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Die CO₂-Einsparungen hängen vom Anlagenwirkungsgrad ab und davon, ob die Anlagen als KWK-Anlage in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix oder zum klassischen BHKW betrieben werden oder als dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zu zentralen Großkraftwerken (und damit dem Kraftwerksmix). Die CO₂-Emissionen des Kraftwerksmix beziehen sich auf den Anteil an fossilen Kraftwerken, da nur deren Anteil durch die Brennstoffzellenanlagen ersetzt wird (Wietschel et al. 2010). Die Brennstoffzellenanlagen werden mit Erdgas betrieben.

Fall 1: Mikro-KWK in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig von der Abdeckung des Strombedarfs des EFH durch die Brennstoffzellenanlage eine CO₂-Einsparung von ca. 37 % (bei 50 % Abdeckung des Eigenbedarfs) bis zu ca. 72 % (bei 100 % Eigenversorgung) (Abb. 4-2). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hierbei vernachlässigbar, da bei besserem Wirkungsgrad weniger Wärme produziert wird, weshalb entsprechend mehr Gas in der Therme verbraucht wird. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 5 % von 2 Mio. Geräten (5 % von 1.400 MW) entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 400.000 und 800.000 t pro Jahr.

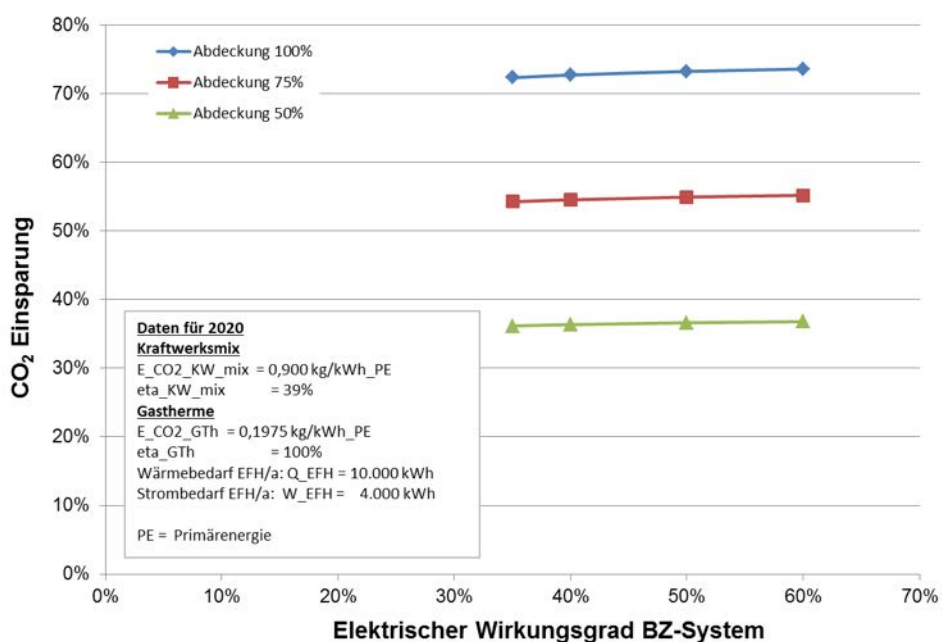


Abb. 4-2 Mikro-KWK: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems für unterschiedliche Abdeckung des Strombedarfs im EFH für 2020, unter der Voraussetzung, dass immer die gleiche Energie von der BZ-Anlage bereitgestellt wird, unabhängig vom jeweiligen Wirkungsgrad

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig von der Abdeckung des Strombedarfs des EFH durch die Brennstoffzellenanlage aufgrund des im Vergleich zu 2020 um 4,5 %-Punkte höheren Kraftwerkswirkungsgrads eine CO₂-Einsparung von ca. 32 % (bei 50 % Abdeckung des Eigenbedarfs) bis zu etwa 69 % (bei 100 % Eigenversorgung) (Abb.

4-3). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hierbei gering, da bei besserem Wirkungsgrad weniger Wärme produziert wird, weshalb entsprechend mehr Gas in der Therme verbraucht wird. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 44 % von 2 Mio. Geräten (44 % von 1.400 MW) entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 2,9 Mio. und 5,6 Mio. t pro Jahr (ohne Berücksichtigung des kumulativen Effekts aus den Vorjahren).

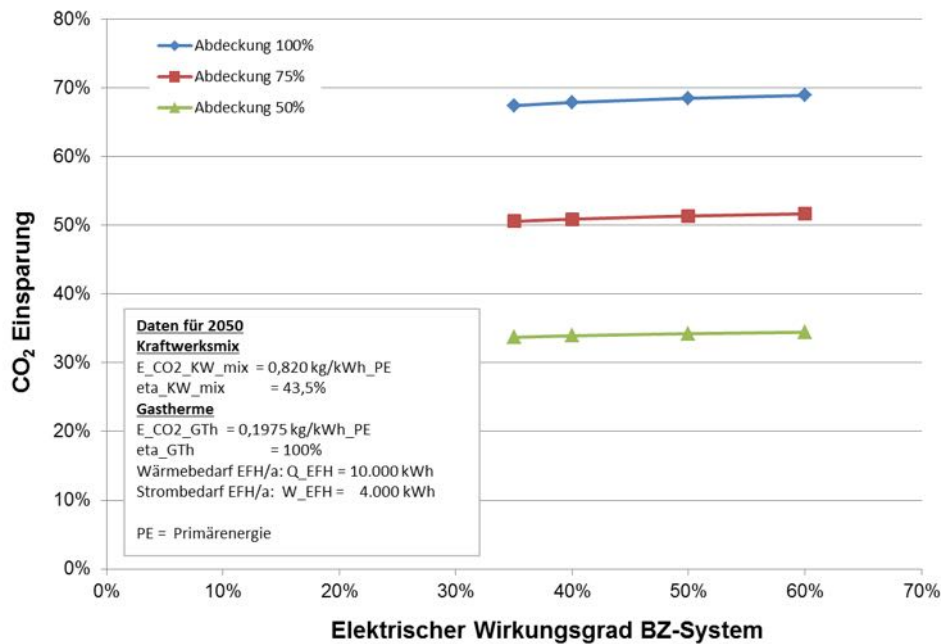


Abb. 4-3 Mikro-KWK: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems für unterschiedliche Abdeckung des Strombedarfs im EFH für 2050, unter der Voraussetzung, dass immer die gleiche Energie von der BZ-Anlage bereitgestellt wird, unabhängig vom jeweiligen Wirkungsgrad

Fall 2: Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung in Konkurrenz zum Diesel-BHKW

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine CO₂-Einsparung zwischen 22 % (bei 40 % Wirkungsgrad) und 48 % (bei 60 % Wirkungsgrad) (Abb. 4-4). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich, da die produzierte Strommenge konstant gehalten und damit die zusätzlich genutzte Wärmemenge bei höherem Wirkungsgrad kleiner wird. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 1 % von 567 MW entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 5.000 und 10.000 t pro Jahr.

Hält man den Wirkungsgrad des Dieselmotor-BHKW konstant, ergibt sich für 2050 bei einer Abdeckung von 66 % eine CO₂-Einsparung zwischen 320.000 und 690.000 t pro Jahr.

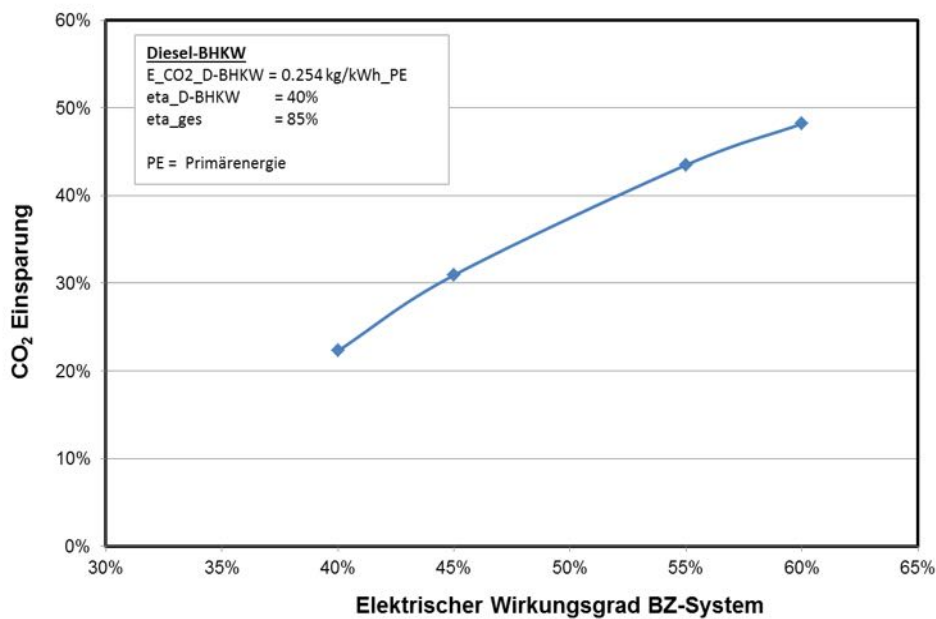


Abb. 4-4 BHKW: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zu Dieselmotor-BHKW für 2020/2050

Fall 3: Dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zum Kraftwerksmix

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine CO₂-Einsparung zwischen 75 % (bei 35 % Wirkungsgrad) und 86 % (bei 60 % Wirkungsgrad). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich, da keine Wärmenutzung angenommen wird (Abb. 4-5). Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 1 % von 567 MW entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 60.000 und 66.000 t pro Jahr.

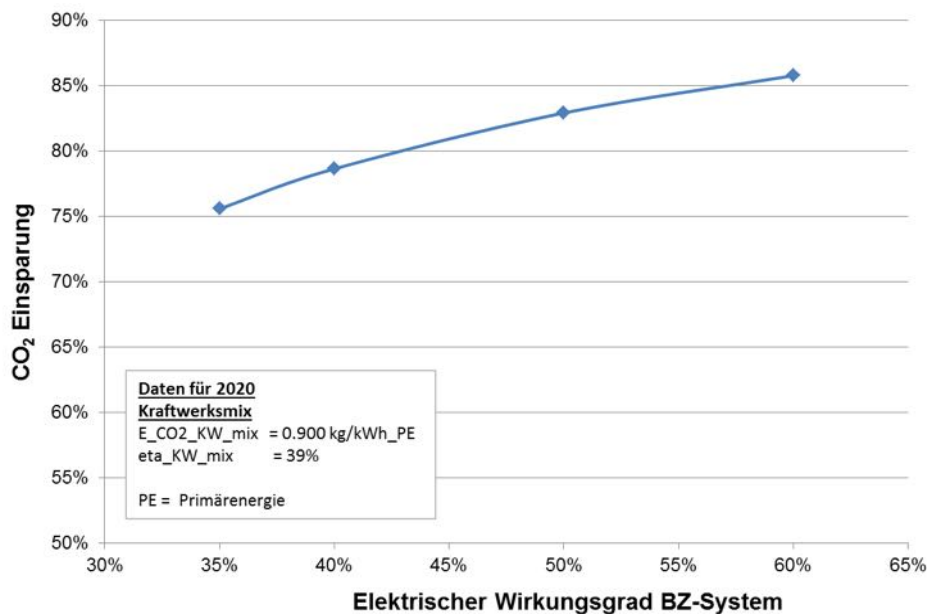


Abb. 4-5 Dezentrale Stromversorgung: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine CO₂-Einsparung zwischen 70 % (bei 35 % Wirkungsgrad) und 82 % (bei 60 % Wirkungsgrad) (Abb. 4-6). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich, da keine Wärmenutzung angenommen wird. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 66 % von 567 MW entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 3,1 und 3,5 Mio. t pro Jahr.

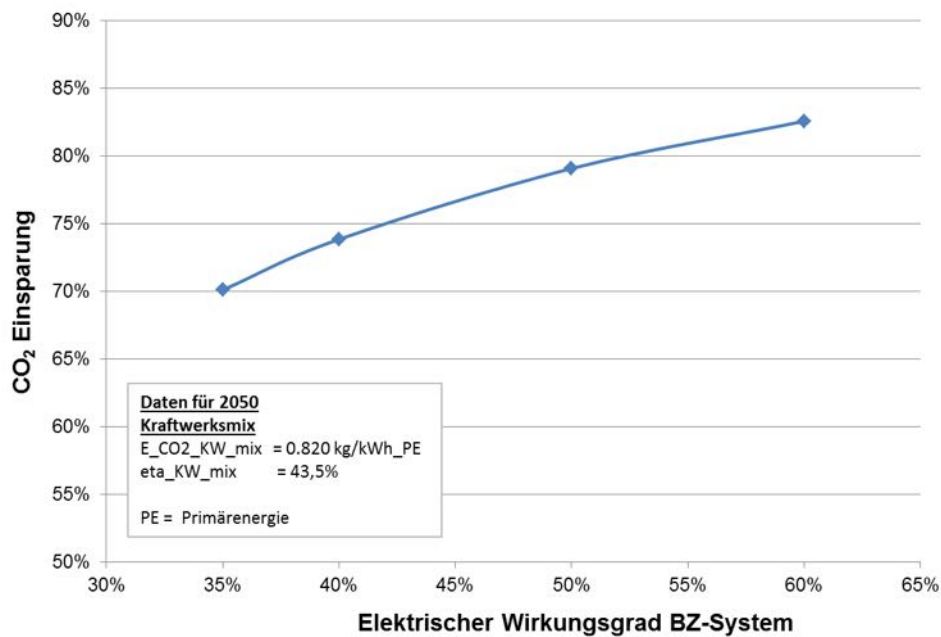


Abb. 4-6 Dezentrale Stromversorgung: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050

In Tab. 4-4 sind die CO₂-Einsparungen der verschiedenen Anwendungen für die Jahre 2020 bzw. 2050 zusammengefasst. Es findet keine Unterscheidung zwischen den Szenarien statt.

Tab. 4-4 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Brennstoffzellen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020		0,46 – 0,87
2030		
2040		
2050		6,0 – 9,1

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Brennstoffzellenanlagen können bei der Verstromung von Kohlenwasserstoffen einen erheblichen Beitrag zur Senkung von schädlichen Emissionen leisten. Nach Messungen an PAFC (Oka 2006) und SOFC-Anlagen (Blum 1999, Bloom 2015) liegen die Emissionen bei Stickoxiden und Kohlenmonoxid ca. zwei Größenordnungen unter denen von Gasmotoren mit geregelter 3-Wege Katalysator. Höhere Kohlenwasserstoffe liegen ein bis zwei Größenordnungen darunter (siehe Abb. 4-7).

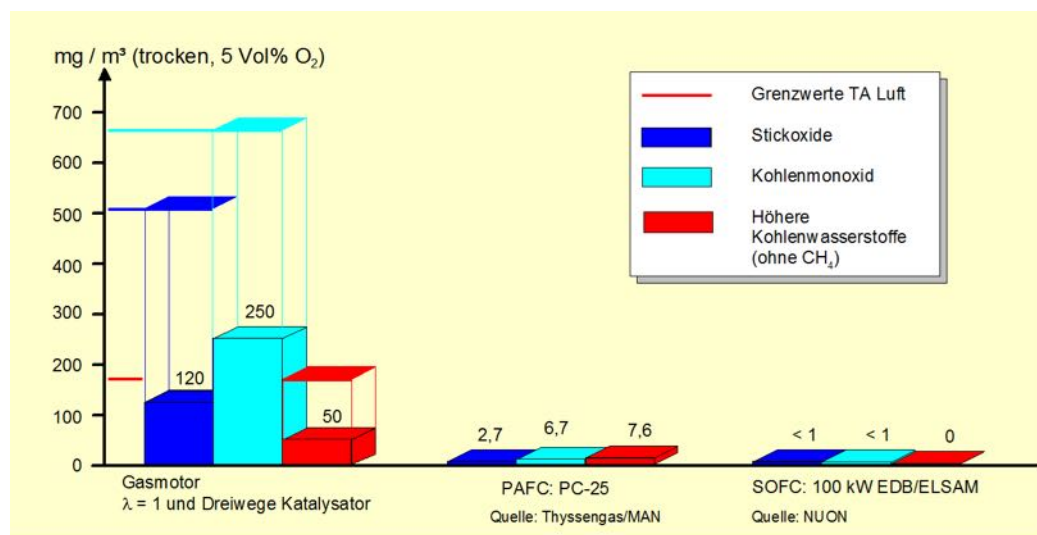


Abb. 4-7 Emissionen verschiedener Stromerzeugungsanlagen

Mit Brennstoffzellenanlagen werden die NO_x- und SO_x-Emissionen auf unter 1 % der Kraftwerksemissionen reduziert. Da die Vergleichsangaben absoluter Werte für konventionelle Anlagen fehlen, können keine konkreten Reduktionswerte angegeben werden.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Die Primärenergieeinsparungen hängen vom Wirkungsgrad ab und davon, ob die Anlagen als KWK-Anlage in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix oder zum klassischen BHKW betrieben werden oder als dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zu zentralen Großkraftwerken (und damit dem Kraftwerksmix).

Fall 1: Mikro-KWK in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig von der Abdeckung des Strombedarfs des EFH durch die Brennstoffzellenanlage eine Primärenergieeinsparung von ca. 12 % (bei 50 % Abdeckung des Eigenbedarfs) bis zu ca. 25 % (bei 100 % Eigenversorgung) (Abb. 4-8). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlicher sichtbar. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 5 % von 2 Mio. Geräten entspricht dies einer Einsparung zwischen 0,9 und 2 TJ pro Jahr.

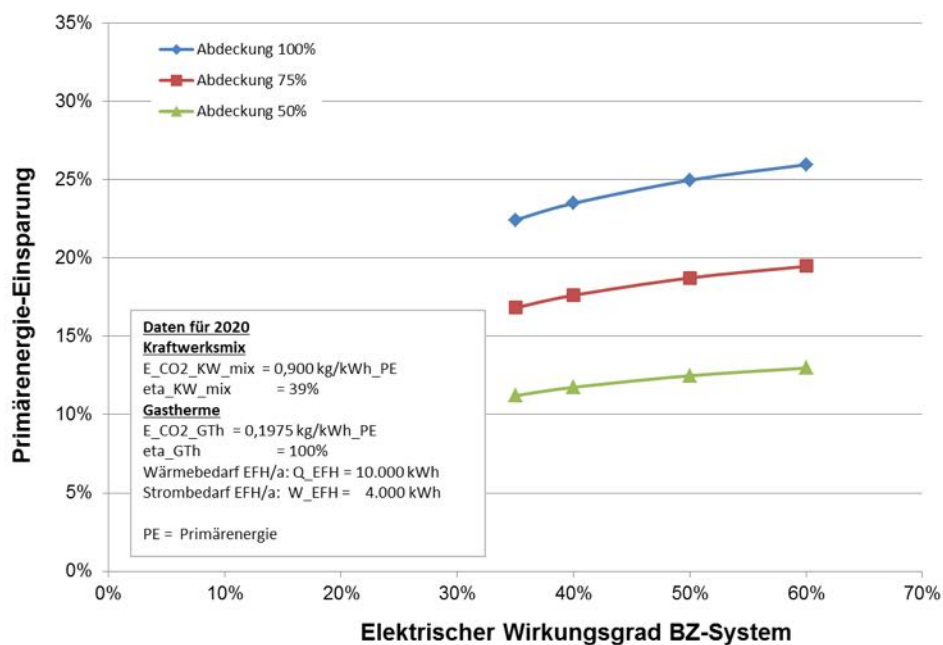


Abb. 4-8 Mikro-KWK: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig von der Abdeckung des Strombedarfs des EFH durch die Brennstoffzellenanlage eine Primärenergieeinsparung von ca. 10 % (bei 50 % Abdeckung des Eigenbedarfs) bis zu ca. 20 % (bei 100 % Eigenversorgung) (Abb. 4-9). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlicher sichtbar. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 44 % von 2 Mio. Geräten entspricht dies einer Einsparung zwischen 5,5 und 13 TJ pro Jahr.

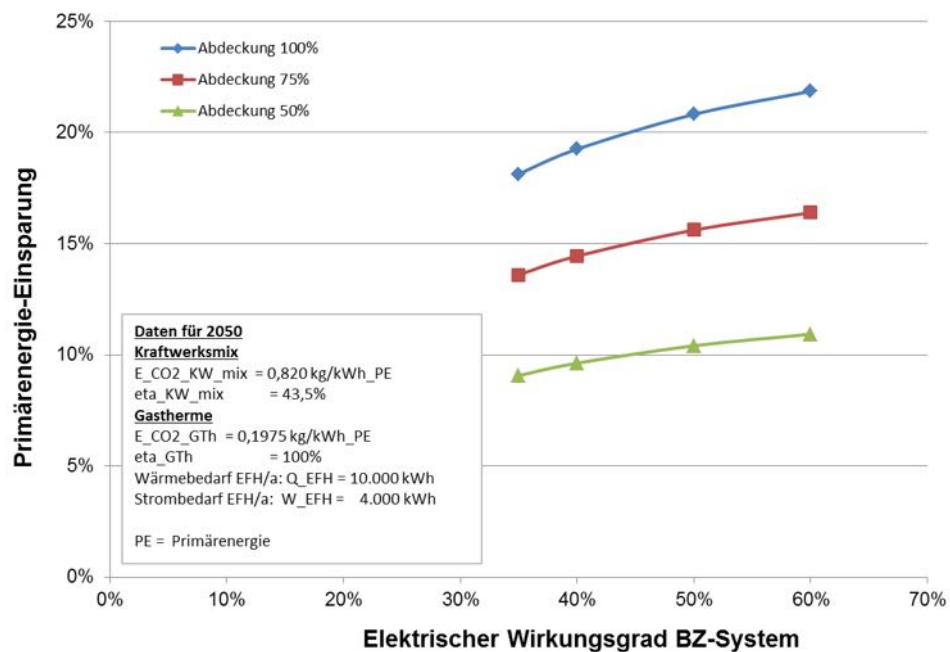


Abb. 4-9 Mikro-KWK: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050

Fall 2: Dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zum Kraftwerksmix

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine Primärenergieeinsparung bis zu 35 % (bei 60 % Wirkungsgrad) (Abb. 4-10). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich sichtbar. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 1 % von 567 MW entspricht dies einer Einsparung bis zu 108 TJ pro Jahr.

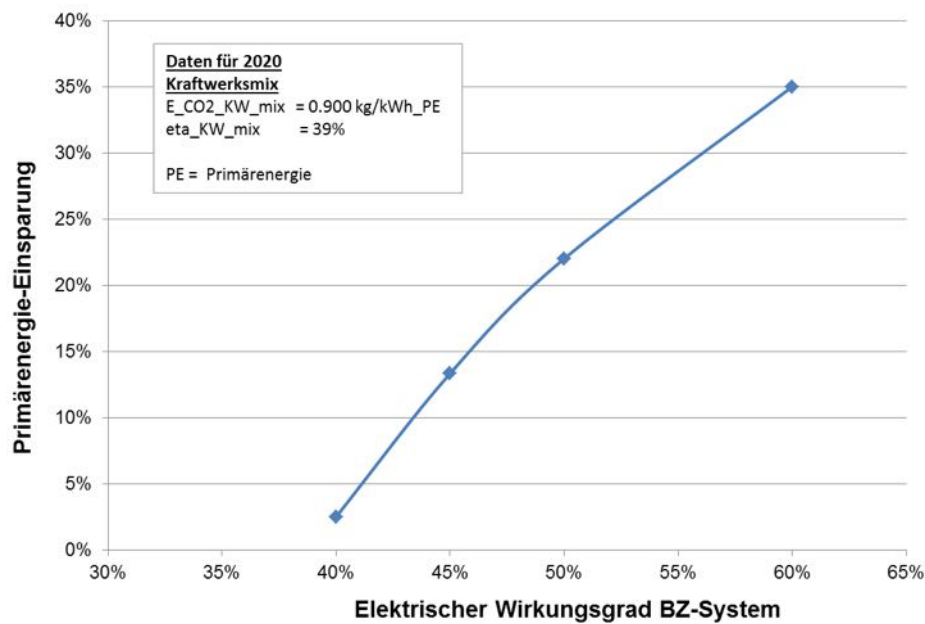


Abb. 4-10 Dezentrale Stromerzeugung: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine Primärenergieeinsparung bis zu 28 % (bei 60 % Wirkungsgrad) (Abb. 4-11). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich sichtbar. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 66 % von 567 MW entspricht dies einer Einsparung bis zu 5.100 TJ pro Jahr.

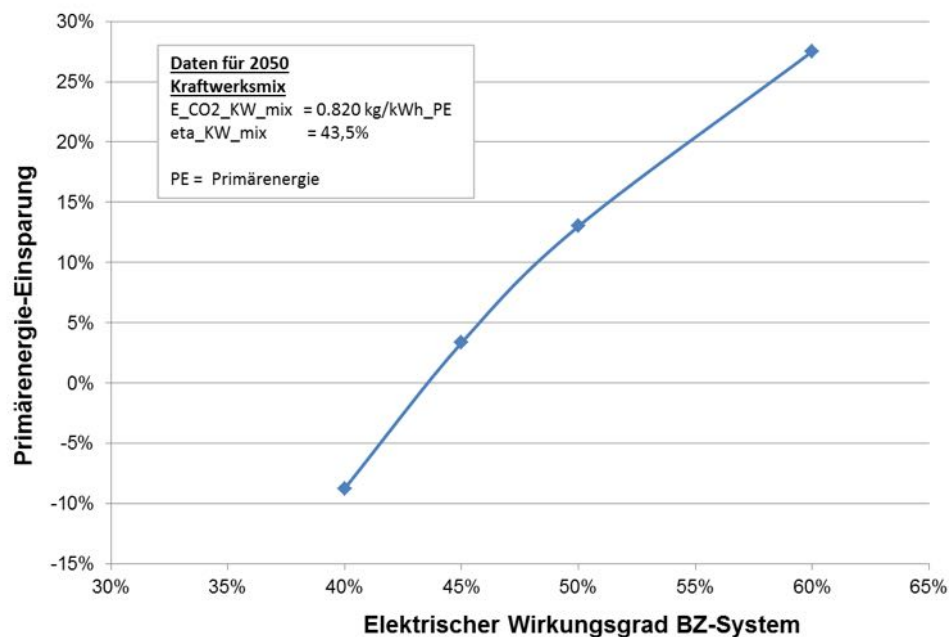


Abb. 4-11 Dezentrale Stromerzeugung: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050

In Tab. 4-4 sind die Primärenergieeinsparungen für die Jahre 2020 bzw. 2050 zusammengefasst. Es findet keine Unterscheidung zwischen den Szenarien statt.

Tab. 4-5 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Technologiefeld Brennstoffzellen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020		bis 0,1
2030		
2040		
2050		bis 5,2

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Regenerativ erzeugter Wasserstoff wird als Ressource betrachtet.

(Die gleiche Überlegung würde auch gelten, wenn die Lücken in der regenerativen Stromversorgung durch die Verstromung von Erdgas abgedeckt würden.)

Rückverstromung in Konkurrenz zum Gasturbinenkraftwerk

Im Falle einer nahezu 100 %-Abdeckung der Stromproduktion von 620 TWh in 2050 durch regenerative Anlagen (im Wesentlichen Wind und Solar) ergibt sich ein erheb-

licher Bedarf an Kraftwerksleistung in Zeiten mit zu wenig Wind und Sonne (Extremfall: „Dunkelflaute“).

Um in diesen Zeiten den Strombedarf zu decken, kann eine Rückverstromung von Wasserstoff erfolgen. Es wird davon ausgegangen, dass sich diese Zeiten zu 20 % der Stromproduktion aufsummieren. Dies entspricht 124 TWh bei einer Betriebszeit von 1.752 h (20 % von 8.760 h). Für BZ-Anlagen wird hierbei von folgendem Anteil an den 124 TWh ausgegangen:

- 2020: 0,1 % = 0,1 TWh; das entspricht 71 Anlagen à 1 MW
- 2030: 0,6 % = 0,8 TWh; das entspricht 438 Anlagen à 1 MW
- 2040: 4 % = 4,8 TWh; das entspricht 2713 Anlagen à 1 MW
- 2050: 24 % = 29,4 TWh; das entspricht 16.801 Anlagen à 1 MW

Als Konkurrenztechnologie werden Gasturbinenkraftwerke gesehen, die auch aktuell wegen der geringeren Investkosten als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden. Allerdings haben diese Kraftwerke einen Wirkungsgrad von maximal 40 % (Görner 2016), der im Teillastbereich deutlich schlechter wird. Hier können dezentrale Brennstoffzellenanlagen deutlich flexibler mit deutlich höherem Wirkungsgrad eingesetzt werden. Zudem sind deren sonstige Emissionen (vor allem NO_x) vernachlässigbar. Außerdem gibt es bislang noch keine Gasturbinen, die mit Wasserstoff betrieben werden können (es laufen verschiedene Entwicklungsprojekte).

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine Einsparung an Wasserstoff von bis zu 33 % (bei 60 % Wirkungsgrad). Bereits bei 45 % Anlagenwirkungsgrad ergäbe sich eine Einsparung an Wasserstoff von 10 % (Abb. 4-12).

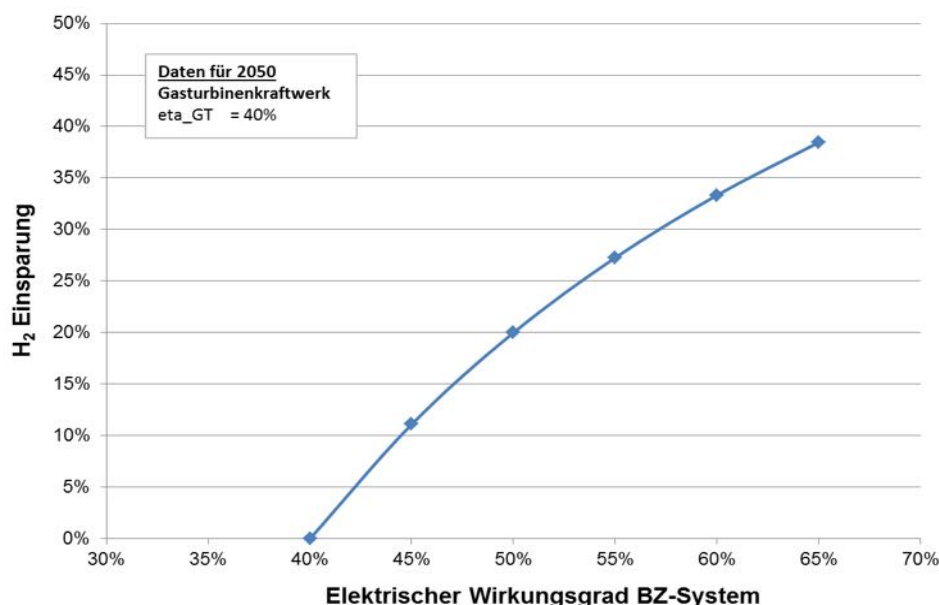


Abb. 4-12 Rückverstromung: Wasserstoffeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Gasturbinenkraftwerk für 2050

Die Menge an eingespartem Wasserstoff beläuft sich bei einem Anlagenwirkungsgrad von 60 % auf 620 t pro Jahr. Bereits bei 45 % Anlagenwirkungsgrad wäre die Einsparung bei 200 t pro Jahr.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Diese Berechnungen sind im Rahmen dieser Arbeit nicht leistbar.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Diese Analyse ist im Rahmen dieser Arbeit nicht leistbar.

Laut der VDMA Arbeitsgemeinschaft Brennstoffzellen sind für 2017 folgende Zahlen zu erwarten (VDMA 2017):

- 190 Millionen Euro Umsatz aus der Produktion von Brennstoffzellen
- 90 Prozent Umsatzwachstum gegenüber dem Vorjahr
- 1.600 Arbeitsplätze in der deutschen Brennstoffzellen-Industrie
- 5.000 stationäre Brennstoffzellen aus Fertigung in Deutschland

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Im Bereich der Mikro-KWK war die Förderung in Japan in den letzten Jahren deutlich stärker, was sich allerdings durch das aktuelle Gesetz zur Förderung von Brennstoffzellenanlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern (KfW 2016) deutlich ändert. Gleichzeitig hat die Versorgungsinfrastruktur in Japan eine deutlich schlechtere Verfügbarkeit als in Deutschland. Hierdurch wurden in Japan bislang mehr als 150.000 Brennstoffzellen-Mikro-KWK Anlagen am Markt platziert. Obwohl Deutschland und Schweiz/Österreich in diesem Bereich früher mit den Entwicklungsarbeiten begonnen haben (Sulzer Hexis 1990, Vaillant 1997), wurden hierzulande bislang nur ca. 1.000 Brennstoffzellen-Mikro-KWK-Anlagen im Feld getestet (ca. 50 % davon im Rahmen von CALLUX) (Zipp 2015) und es wurden 2016 ca. 1.000 Anlagen an „normale“ Kunden ausgeliefert. Drei der führenden Gasgerätehersteller kooperieren hierbei allerdings mit japanischen Herstellern, d. h. sie vermarkten deren Systeme. Allerdings zeigt die neueste Entwicklung hier eine massive Veränderung, nachdem AINSI den Liefervertrag mit Bosch aufgekündigt hat und Toshiba wegen firmeninterner Schwierigkeiten an anderen Stellen (Finanzierung der Kernkraftwerke) die Herstellung der BZ-Hausenergieanlagen einstellt (Toshiba 2017).

Im Bereich größerer KWK-Anlagen gibt es als nennenswerte Aktivitäten in Deutschland die Firma Sunfire (SOFC), die sich auf Elektrolyseanlagen fokussiert und erste größere Brennstoffzellenanlagen in Förderprojekten entwickelt sowie Fuel Cell Energy Solutions FCES (MCFC), als Tochter der amerikanischen FCE, die mit dem Fraunhofer Institut IKTS zusammenarbeitet und aktuell (2017) 17 Mitarbeiter hat.

Bei größeren Anlagen sind eindeutig die USA führend (PAFC, MCFC, SOFC). In Finnland hat die Firma Wärtsilä ihre SOFC-Anlagenaktivitäten mit der Firma Convion ausgegründet. Diese entwickelt 20 und 50 kW Systeme, die sich allerdings noch in der Demonstrationsphase befinden.

Tab. 4-6 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Brennstoffzellen: Mikro-KWK

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Falls nicht auf Ebene des Technologiefeldes, sondern einzelne, relevante Technologien innerhalb des Technologiefeldes bewertet werden sollen, bitte diese Tabelle jeweils kopieren.

Tab. 4-7 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Brennstoffzellen: BHKW/dezentrale Stromversorgung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☐ Technologieführerschaft ☐ wettbewerbsfähig
☒ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Falls nicht auf Ebene des Technologiefeldes, sondern einzelne, relevante Technologien innerhalb des Technologiefeldes bewertet werden sollen, bitte diese Tabelle jeweils kopieren.

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Tab. 4-8 enthält die öffentlichen Fördermittel ausgewählter Länder im Vergleich mit Deutschland. Die deutschen F&E-Ausgaben beliefen sich im Jahr 2015 für Brennstoffzellen auf insgesamt 16,7 Mio. € (BMWi 2016), wobei für den Zeitraum 2013-2015 eine Abnahme der F&E-Mittel festzustellen ist. Eine Unterscheidung nach Anwendungsarten ist leider nicht verfügbar. Im NOW Jahresbericht 2016 (NOW 2016) wird für den Zeitraum 2008 bis 2016 eine Fördersumme von 180 Mio. € (ohne Wasserstoffherstellung) angegeben, was einer durchschnittlichen Fördersumme von ca. 20 Mio. € pro Jahr entspricht.

Im weltweiten Vergleich nehmen die USA mit einem Fördermitteleinsatz von gut 79 Mio. € den Spitzenplatz ein, gefolgt von Japan mit einem Mitteleinsatz von ca. 50 Mio. €. Die F&E-Aufwendungen in Deutschland sind im internationalen Vergleich durchaus sichtbar, aber in Relation zum BIP vor allem im Vergleich zu Japan, Südkorea und Dänemark deutlich im Hintertreffen.

Aktuell scheinen sich die Verhältnisse etwas zu ändern. Die US-Regierung hat eine deutliche Budgetkürzung angekündigt und Ähnliches scheint für Kanada zu gelten. Auch in Dänemark geht offensichtlich die Förderung deutlich zurück (evtl. begründet durch den Ausstieg von Topsoe aus der SOFC-Entwicklung). In Deutschland hingegen wurde mit dem neuen NIP-Programm eine Förderung von ca. 425 Mio. € für die nächsten 10 Jahre beschlossen, was eine deutliche Steigerung bedeutet. Allerdings gehen davon 63 % in den Verkehrssektor und nur 22 % in den stationären Bereich.

Tab. 4-8 Öffentliche F&E-Budgets für Brennstoffzellen im internationalen Vergleich

	2012	2013	2014	2015	Anmerkung	BIP 2015 in Mrd. \$
Deutschland	16,899	20,253	19,79	16,702	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	3.365
USA	64,526	90,059	82,39	79,376	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	18.037
	k. A.	k. A.	29,79	29,766	Mobile Anwendungen	
	23,086	21,596	22,279	27,06	Stationäre Anwendungen	
	41,44	68,46	30,32	22,55	Sonstige Anwendungen	
Japan	59,622	61,492	57,305	49,96	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	4.124
	26,98	24,72	24,31	k. A.	Mobile Anwendungen	
	11,70	9,57	9,91	k. A.	Stationäre Anwendungen	
	20,95	27,21	23,09	20,14	Sonstige Anwendungen	
Südkorea	30,01	26,907	22,443	21,53	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	1.379
Frankreich	15,37	14,261	14,676	k. A.	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	2.420
	7,16	8,84	9,79	k. A.	Mobile Anwendungen	
	1,92	3,63	3,29	k. A.	Stationäre Anwendungen	
	6,29	1,79	1,60	k. A.	Sonstige Anwendungen	
Dänemark	22,909	10,255	18,126	7,443	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	295
	4,12	k. A.	3,12	k. A.	Mobile Anwendungen	
	14,67	3,96	9,80	2,05	Stationäre Anwendungen	
	4,12	6,30	k. A.	5,39	Sonstige Anwendungen	
Kanada	10,782	6,416	7,269	5,063	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	1.551
	5,843	3,043	2,228	0,835	Mobile Anwendungen	
	3,069	2,794	4,122	3,226	Stationäre Anwendungen	
	1,869	0,579	0,918	1,001	Sonstige Anwendungen	

Quelle: IEA (2016)

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Diese Analyse ist im Rahmen dieser Arbeit nicht leistbar.

Es kann nur auf einen Bericht von Zipp (2015) verwiesen werden, in dem ein Vergleich der Patentanmeldungen zur Brennstoffzellentechnologie zwischen Deutschland und Japan angestellt wurde. Eine Abfrage des elektronischen Patentdokumentarchivs des DPMA vom Juli 2014 ergab, dass im Zeitraum 2006 bis 2013 in Japan

ca. 13.800 Patente angemeldet wurden, während es in Deutschland im gleichen Zeitraum etwa 4.000 Anmeldungen waren. Ein weiterer Vergleich ist der Graphik von Eikerling, SFU, Kanada zu entnehmen (Abb. 4-13).

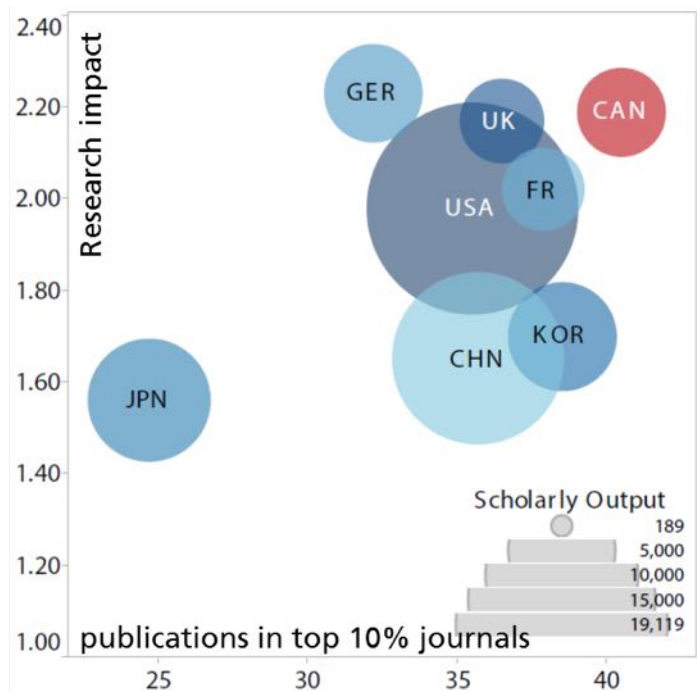


Abb. 4-13 Research Impact in fuel chemistry by country (2005-2015)

Quelle: Eikerling; SFU

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Es liegen keine Akzeptanzuntersuchungen zum Brennstoffzelleneinsatz vor. Es ist aber mit geringem Risiko für Marktakzeptanz und sozialpolitische Akzeptanz zu rechnen.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Durch ihre Modularität sind Brennstoffzellenanlagen relativ einfach zu planen und auch die Bauzeit ist relativ kurz.

Die übliche Nutzungsdauer liegt bei Hausenergieanlagen (Mikro-KWK) zwischen 10 und 20 Jahren. Bei größeren Anlagen (BHKW und dezentrale Stromversorgung) geht man von 40.000 bis 80.000 Volllaststunden aus, was einer Nutzungszeit von 5 bis 10 Jahren entspricht. Nach dieser Zeit müsste zumindest der Brennstoffzellenstack getauscht werden. Die Nutzungszeit der Anlage sollte 10 bis 20 Jahre betragen.

Die spezifischen Investitionen unterscheiden sich je nach Anlagengröße. Eine Hausenergieanlage sollte bei weniger als 10.000 € liegen. Klassische BHKW-Anlagen liegen im Bereich von 1.500 €/kW. Dieser Wert müsste von den Brennstoffzellenanlagen auch erreicht werden.

Tab. 4-9 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Brennstoffzellen

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	< 6				
Bauzeit	Monate	6 - 12				
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	15 - 20				
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /Einheit					
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%					

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für den stationären Fall kommen prinzipiell verschiedene Energieträger in Frage.

Zurzeit wird der Einsatz von Erdgas (Hauptbestandteil Methan) als Brennstoff von allen Herstellern favorisiert, da es nicht nur in Deutschland ein gut ausgebautes Netz für die Verteilung von Erdgas gibt. Zudem könnte sich in naher Zukunft die Möglichkeit bieten, regenerativ erzeugte Gase wie etwa Biogas (je nach Produktionsverfahren Hauptbestandteil Methan) einzusetzen, um dann später den Übergang in eine Wasserstoffwirtschaft zu schaffen. Im Rahmen der Energiewende wird Wasserstoff in großem Umfang eingesetzt werden (müssen). Der kann sowohl für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung als auch für die Rückverstromung genutzt werden. Hierfür muss allerdings noch die erforderliche Infrastruktur aufgebaut werden, da die vorhandenen Erdgasnetze nur zum Teil für reinen Wasserstoff geeignet sind. In einer Übergangsphase könnte eine Einspeisung (bis 10 %) ins vorhandene Erdgasnetz eine Zwischenlösung sein.

Für einzelne Insellösungen ist es denkbar, eine infrastrukturunabhängige Brennstoffversorgung über Tankanlagen zu realisieren. Dies ist aber keine Lösung für einen flächendeckenden Einsatz der Technologie.

Tab. 4-10 Abhängigkeit des Technologiefeldes Brennstoffzellen von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die Mikro-KWK-Anlagen sind so konzipiert, dass sie in die vorhandene Gebäude-Infrastruktur integriert werden können. Sie bieten in Ergänzung zu den konventio-

nellen Systemen die Möglichkeit der Netzstabilisierung, da sehr viele kleine Anlagen dezentral ins Netz einspeisen können und bei zentraler Ansteuerung als „virtuelles Kraftwerk“ betrieben werden können.

BHKWs und dezentrale Stromversorgungsanlagen sind in das vorhandene Mittelspannungsnetz integrierbar und erfordern keinen Ausbau des Stromnetzes. Die Anlagen können weitere Funktionen wie Regelleistung übernehmen, da sie auf Betriebstemperatur innerhalb weniger Minuten auf Laständerungen reagieren können. Der gute Wirkungsgrad im Teillastbereich erlaubt andere Betriebsweisen als bei konventionellen Anlagen und ermöglicht damit auch die Erhöhung der Jahresnutzungsstunden.

Einige spezifische Eigenschaften sind in Tab. 4-11 angegeben.

Tab. 4-11 Spezifische Eigenschaften von Brennstoffzellenanlagen

	Einheit	Mikro-KWK		BHKW / dez. Stromversorgung	
		heute	Zukunft	heute	Zukunft
Minimallast	%P _n	25-35	< 20	ca. 30	< 20
Lastgradient	%P _n /min	> 4,5	> 10	?	> 10
Anfahrzeit Heißstart	h	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Anfahrzeit Kaltstart	h	1-4	0,5-2	?	0,5-2
Wirkungsgrad Nennlast	%	35-60	40-65	47-52	50-60
Wirkungsgrad 50 % Teillast	%	35-60	40-70	40-50	50-60

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften ermöglichen Brennstoffzellenanlagen bereits auf Basis der konventionellen Brennstoffe eine deutliche Reduktion der CO₂-Emissionen. Sonstige gesundheitsschädliche Emissionen können vernachlässigt werden. Damit können Brennstoffzellenanlagen bereits in der Übergangsphase, d. h. solange noch fossile Brennstoffe zum Einsatz kommen, einen wichtigen Beitrag zur CO₂-Reduktion und zur Ressourcenschonung leisten. Mittel- und langfristig stellt die Verstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellenanlagen wegen des hohen Wirkungsgrads und des Fehlens weiterer Schadstoffemissionen einen entscheidenden Vorteil gegenüber konventioneller Technik dar. Allerdings wird dies wegen der Modularität der Brennstoffzellenanlagen deutlich dezentraler erfolgen müssen als dies bislang bei konventioneller Kraftwerkstechnik der Fall ist.

Deshalb müssen die politischen Rahmenbedingungen zur Förderung der dezentralen Stromversorgung (inkl. Kraft-Wärme-Kopplung) so gestaltet werden, dass die relevante Industrie (Kraftwerksbauer, Energieversorger) bereit ist, rechtzeitig in diese Technologie zu investieren, da es erheblicher Mittel bedarf, entsprechende Fertigungskapazitäten aufzubauen, wozu Start-ups (zumindest in Deutschland) und selbst mittelständische Firmen normalerweise kein ausreichendes Kapital zur Verfügung haben.

Um einen entsprechenden Marktanteil erreichen zu können, müssen aber zudem noch bei der Technologie selbst entscheidende Verbesserungen vor allem hinsichtlich der Langzeitstabilität und Kostenreduktion realisiert werden. Hierbei stellen sich die Herausforderungen bei den verschiedenen Brennstoffzellentypen deutlich unterschiedlich dar.

PEFC:

- MEA und Stacktechnologie: Reduktion der Platinbeladung; Langzeitstabilität; Ersatz-Nafion-Membran wegen der kostspieligen Fluorchemie, der Problematik von Gas-Crossover (vor allem bei sehr dünnen Membranen), dem Problem des Wasserhaushalts in der Membran und der damit verbundenen Notwendigkeit der Gasbefeuchtung); Verbesserung der Unempfindlichkeit gegen Verunreinigungen; massenfertigungstaugliche Herstellverfahren
- Systemtechnik: Vereinfachung; Steigung der Teillastfähigkeit; Vergrößerung der Lastgradienten; Gasaufbereitung
- Kostensenkung um >50 %;
- Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 4 bis 5

MCFC:

- MEA und Stacktechnologie: Lebensdauer; Leistungsdichte
- Systemtechnik: Reduktion Aufheizzeit, Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Lebensdauer und Kosten (vor allem Heißgasgebläse); Materialkosten (Hochtemperatur-Materialien)
- Kostensenkung um >50 %
- Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 2

SOFC:

- MEA und Stacktechnologie: Verbesserung der thermomechanischen Robustheit; Verbesserung der Redox-Stabilität (vor allem bei der ASC); Erhöhung der Leistungsdichte (vor allem bei ESC); Reduktion der Degradation; Realisierung größerer Stackleistung für BHKW/dez. Stromversorgung;
- Systemtechnik: Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Verkürzung Kaltstartzeit; Materialkosten (Hochtemperatur-Materialien)
- Kostensenkung um >50 %;
- Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 2

Literaturverzeichnis

- Baumgärtner, C.; Wätzig, K.; Kusnezoff, M.; Vinnichenko, M. (2016): Stabilität von Matrixwerkstoffen für den Einsatz in MCFC. IKTS Jahresbericht 2015/16, 25.
- Bloom (2015): Bloom Energy ES-5700, Datasheet DOC-1006120.
<http://www.blommenery.com>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Blum, L.; Deja, R.; Peters, R.; Stolten, D. (2011): Comparison of efficiencies of low, mean and high temperature fuel cell Systems. International Journal of Hydrogen Energy 36 (17) 11056-11067.
- Blum, L.; Sukkel, J. (1999): Die Hochtemperatur Brennstoffzelle SOFC in der dezentralen Energieversorgung - Technischer Stand und erste Betriebserfahrungen. VDE-ETG Tagung 12./13.10.1999.
- BMWi (2016): Die Energiewende – ein gutes Stück Arbeit, Innovation durch Forschung – Erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Projekte und Ergebnisse der Forschungsförderung 2016.
- Bukold, S. (2014): Der amerikanische Heizungsmarkt – Strukturen und Defizite.
<http://www.energycomment.de/der-amerikanische-heizungsmarkt-strukturen-und-defizite>. Letzter Zugriff: 20.03.2017.
- Choi, H.-J.; Lee, J.-J.; Hyun, S.-H.; Lim, H.-C. (2010): Phase and Microstructural Stability of Electrolyte Matrix Materials for Molten Carbonate Fuel Cells. FUEL CELLS 10 (4) 613-618.
- DFC1500 (2013): FuelCell Energy DFC1500, Datasheet.
<http://www.fuelcellenergy.com>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- DFC300 (2013): FuelCell Energy DFC300, Datasheet.
<http://www.fuelcellenergy.com>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- DFC3000 (2013): FuelCell Energy DFC1500, Datasheet.
<http://www.fuelcellenergy.com>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- energie-experten (2017): Die wichtigsten Brennstoffzellen-Heizgeräte im Vergleich.
<http://www.energie-experten.org/heizung/brennstoffzelle/brennstoffzellen-heizung/heizgeraete.html>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Fraunhofer ISI; IZES – Institut für Zukunftsenergiesysteme; Wuppertal Institut (2017): Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende, Version 1.0 | 12. Januar 2017, Anhang Tabelle 5 4 - THG-Emissionen, Primärenergiefaktor und Strompreise für konventionellen Strom, der durch erneuerbaren Strom verdrängt wird.
- Gailfuß, M. (2016): KWK-Statistik: Folgt auf den Einbruch 2015 nun ein Rekordjahr?
https://www.bhkw-infozentrum.de/bhkw-news/23067_KWK-Statistik-Folgt-auf-den-Einbruch-2015-nun-ein-Rekordjahr-.html. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Gandiglio, M. (2017): DEMOSOFC, FCH2-JU Project - Making money: a business analysis. Presentation on the SuperSOFC meeting in Stuttgart, 30.01.2017.

- Görner, K.; Sauer, D. U. (2016): Konventionelle Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft 2016.
- HZwei-Blog (2017): <https://www.hzwei.info/blog/2017/03/15/vaillant-legt-brennstoffzelle-still/>. Letzter Zugriff: 22.03.2017.
- Ibz (2017): Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät. <http://www.ibz-info.de/modelle/vaillant>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- IEA (International Energy Agency) (2016): RD&D – Database. <http://www.iea.org/statistics/RDDonlinedataservice/>. Letzter Zugriff: 24.03.2017.
- Inhouse (2017): inhouse engineering GmbH. www.inhouse-engineering.de. Letzter Zugriff: 24.03.2017.
- KfW (2016): Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle. Merkblatt Bauen, Wohnen, Energie sparen.
- NOW (2016): Jahresbericht 2016. NOW GmbH Berlin.
- Oka, Y. (2006): Current Status and Future Prospect of PAFC Power System. FC SEMINAR.
- Pehnt, M.; Steinborn, F.; Lehr, U.; Christian, L.; Pellingner, C.; Steck, M. (2012): Ökologische und ökonomische Analyse von Brennstoffzellen-Heizgeräten – Endbericht. Heidelberg, Osnabrück, München, Juli 2012.
- PureCell (2016): DOOSAN PureCell Model 400 Fuel cell System. Datasheet A05SD. <http://www.doosanfuelcell.com/en/main.do>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Senertec (2015): Dachs InnoGen. 2015.
- Statista (2014): Verteilung der weltweiten Stromerzeugung nach Energieträger im Jahr 2014. <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/190298/umfrage/stromerzeugung-weltweit-nach-energietraegern-seit-1998>. Letzter Zugriff: 13.02.2017.
- Statista (2016): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträger in den Jahren 2000 bis 2016. <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/156695/umfrage/bruttostromerzeugung-in-deutschland-nach-energietraegern-seit-2007>. Letzter Zugriff: 13.02.2017.
- Thoshiba (2017): http://www.toshiba.co.jp/about/press/2017_06/pr1401.htm. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Vaillant (2000): Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät - Strom und Wärme aus der Heizung; Vaillant Remscheid, BZH-txt.doc.
- VDMA; Schiel, J. (2017): Presseinformation: VDMA Brennstoffzellen-Konjunktur 2017 im Hoch.
- Viessmann (2016): Brennstoffzellen-Heizgerät VITOVALOR 300-P. 9440 785 - 4 DE 03/2016.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
<https://www.energiotechnologien2050.de>

Zipp, A.; Groß, B. (2015): Brennstoffzellenaktivitäten in Deutschland und Japan – Installationen und Patentanmeldungen. Z Energiewirtsch.

Technologiebericht

2.2b Dezentrale Kraftwerke

(Motoren und Turbinen)

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Timo Lingstädt

Hannah Seliger

Stefan Reh

Andreas Huber

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Deutsches Zentrum
DLR für Luft- und Raumfahrt

Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Lingstädt, T.; Seliger, H.; Reh, S.; Huber, A. (2018): Technologiebericht 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Peter Kutne

Tel.: +49 711 / 6862 – 389

Fax: +49 711 / 6862 – 578

E-Mail: Peter.Kutne@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Verbrennungstechnik

Pfaffenwaldring 38-40

70569 Stuttgart

Review durch:

Hermann Guss (Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	521
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	523
Tabellenverzeichnis	525
Abbildungsverzeichnis	526
Zusammenfassung (Steckbrief)	527
1 Beschreibung des Technologiefeldes	529
1.1 Einleitung	529
1.2 Gasmotor	529
1.3 Mikrogasturbine	530
2 Stand Forschung und Entwicklung	532
2.1 Gasmotor	532
2.1.1 Komponenten	532
2.1.2 Brennstoffe	534
2.1.3 Emissionen	534
2.1.4 Anlagenkonzepte mit nachgeschalteter Abwärmenutzung	535
2.2 (Mikro-) Gasturbine	536
2.2.1 Komponenten	536
2.2.2 Brennstoffe	538
2.2.3 Emissionen	539
2.2.4 Innovative Gasturbinenkonzepte	539
2.3 Digitalisierung	543
3 Relevanz öffentlicher Förderung	544
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	544
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	545
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	551
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	551
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	555
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	561
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	562
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	566
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	568
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	572
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	573
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	575
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	575
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	578
5.1 Gasmotor	578
5.2 Mikrogasturbine	579
Literaturverzeichnis	581

6	Anhang	584
6.1	Daten F&E-Budgets (IEA)	584
6.1.1	<i>Flow 344 – Applications for heat and electricity - Deutschland</i>	584
6.1.2	<i>Flow 344 – Applications for heat and electricity - Dänemark</i>	584
6.2	Daten Publikationsanalyse (Scopus)	585
6.2.1	<i>CHP / combined heat and power / cogeneration / co-generation + Filter: Energy</i>	585
6.2.2	<i>MGT / micro turbine / micro gas turbine + Filter: Energy</i>	585
6.2.3	<i>Gas engine + Filter: Energy</i>	586
6.3	Daten Patentanalyse (DAPITSnet)	586
6.3.1	<i>CHP / combined heat and power / cogeneration / co-generation</i>	586
6.3.2	<i>MGT / micro turbine / micro gas turbine</i>	587
6.3.3	<i>Gas engine</i>	587

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CHP	Combined Heat and Power
CMC	Ceramic Matrix Composite
FLOX	Flammenlose Oxidation
HAT	Humid Air Turbine
HKW	Heizkraftwerk
IEA	International Energy Agency
ITK	Informations- und Telekommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified Natural Gas
MGT	Mikrogasturbine
ORC	Organic Rankine Cycle
SCR	Selective Catalytic Reduction
SLM	Selective Laser Melting
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TRL	Technology Readiness Level
VOC	Volatile Organic Compounds

Einheiten

%	Prozent
€	Euro
ct	Eurocent
\$	US-Dollar
°C	Grad Celsius
a	annum
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
h	Stunden
km/h	Kilometer pro Stunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
mg	Milligramm
MW	Megawatt
Nm ³	Normkubikmeter
PJ	Petajoule
ppm	parts per million
t	Tonnen
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden

Symbole

CH ₄	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
H ₂	Wasserstoff
λ	Luftzahl
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NH ₃	Ammoniak
VOC	Flüchtige organische Verbindungen
NO _x	Allgemeine Stickoxide

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten Gasmotor (Erdgas), Leistungsbereich 200 – 500 kW _{el} -----	530
Tab. 1-2	Techno-ökonomische Kenndaten Mikrogasturbine (Erdgas), Leistungsbereich 100 – 200 kW _{el} -----	531
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Technologiefeldern-----	545
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Gasmotor-----	547
Tab. 3-3	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Mikrogasturbine-----	548
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der jeweiligen Technologie-----	549
Tab. 4-1	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld BHKW (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	552
Tab. 4-2	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW _{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs-----	556
Tab. 4-3	Einsparungspotenzial der Kohlenmonoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW _{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs-----	558
Tab. 4-4	Einsparungspotenzial der Stickoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW _{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs-----	559
Tab. 4-5	Einsparungspotenzial der Formaldehyd-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW _{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs-----	560
Tab. 4-6	Einsparungspotenzial der Kohlenmonoxid und Stickoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines MGT-BHKWs mit 200 kW _{el} -----	560
Tab. 4-7	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Wirkungsgradsteigerung eines Gasmotors in Deutschland im Vergleich zu heute-----	562
Tab. 4-8	Techno-ökonomische Kenndaten Gasmotor (Erdgas), Leistungsbereich 200 – 500 kW _{el} -----	564
Tab. 4-9	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale und Mehrkosten (Minuswerte) durch Technologiefeld Gasmotor mit 500 kW elektrischer Leistung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)-----	565
Tab. 4-10	Techno-ökonomische Kenndaten Mikrogasturbine (Erdgas), Leistungsbereich 100 - 200 kW _{el} -----	566
Tab. 4-11	Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld BHKW hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes-----	567
Tab. 4-12	National installierte sowie exportierte Motor-BHKW-Leistung in Deutschland agierender Hersteller-----	568
Tab. 4-13	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Applications for heat and electricity“ – Input-Orientierung-----	569
Tab. 4-14	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Motor- und Gasturbinen-BHKW – Output-Orientierung-----	572
Tab. 4-15	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Motor- und Gasturbinen-BHKW-----	573
Tab. 4-16	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Motor- und Gasturbinen-BHKW-----	575
Tab. 4-17	Abhängigkeit des Technologiefeldes Motor- und Gasturbinen-BHKW von Infrastrukturen-----	575

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Blockschaltbild der Kopplung der thermochemischen Rekuperation und einem Gasmotor -----	535
Abb. 2-2	Blockschaltbild eines SOFC/MGT Hybridkraftwerks-----	541
Abb. 2-3	Potentieller Betriebsbereich und elektrischer Wirkungsgrad eines Hybridkraftwerks basierend auf einer Turbec T100 MGT und einer SOFC des Herstellers ElringKlinger-----	542
Abb. 2-4	Blockschaltbild eines solar-hybriden Gasturbinenkraftwerkskonzepts mit nachgeschaltetem ORC-Prozess-----	543
Abb. 4-1	F&E-Budget (IEA-Datenbank) für „Flow 344 – Applications for heat and electricity“ und relativer Anteil am Gesamtbudget in Deutschland -----	570
Abb. 4-2	Anteil deutscher Publikationen nach Schlagworten gemäß Scopus-----	571
Abb. 4-3	Anteil deutscher Patente nach Schlagworten gemäß DEPATISnet -----	571

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 2.2 b

Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)



Deutsches Zentrum
DLR für Luft- und Raumfahrt

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

Dezentrale Kraftwerke, insbesondere Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer el. Leistung < 10 MW

– Technologie A: Gasmotor

– Technologie B: Mikrogasturbine (MGT) (konventionelle & hybride Anlagenkonzepte)

Technologische Reife: Gasmotor, Mikrogasturbine (konventionell): technisch ausgereifte und bewährte Technologie TRL 9; Innovative Kraftwerkskonzepte, Komponenten: Technologieentwicklung (TRL 3 – 8)

Kritische Technologiefelder / Komponenten: Hochaufladung, Beschichtungen & Materialien (Keramik)

– Gasmotor: Zündkonzepte, Abgasnachbehandlung

– Mikrogasturbine: Hochtemperaturbauteile, Kopplung unterschiedlicher Technologien (hybride Anlagenkonzepte), Rekuperator

Entwicklungsziele

Technologieübergreifend: Erweiterung der Last- und Brennstoffflexibilität

– Gasmotor: Reduktion der Abgasemissionen, moderate Steigerung des Wirkungsgrades

– Mikrogasturbine: Steigerung des el. Wirkungsgrades auf > 40 %, deutliche Reduktion der Herstellungskosten, Kommerzialisierung innovativer Kraftwerkskonzepte

Technologie-Entwicklung

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050	
Marktpotenzial DE_80 %	TWh	25	38,3	42,9	42,5	40,4	
		Gasmotor (200 – 500 kW _{el})			Gasturbine / Hybrid-KW (200 kW _{el})		
		Heute	2030	2050	Heute	2030	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	37 – 41	39 – 43	40 – 45	33	42 / 60	44 / 65
Gesamtwirkungsgrad	%	83 – 85	86 – 88	89 – 91	81	88 / 90	91 / 92
Investition (Erdgas)	€/kW	1.245 – 1.430	1.307 – 1.500	1.180 – 1.360	2.250	1.800	1.400
Variable Betriebskosten (Erdgas)	€/kWh	0,013 – 0,017	0,014 – 0,018	0,012 – 0,016	0,012	0,009	0,008
Stromgestehungskosten (Erdgas)	€/kWh	0,080 – 0,088	0,081 – 0,088	0,099 – 0,106	0,105	0,084 / 0,082	0,098 / 0,097

F&E-Bedarf

Technologieübergreifend: Entwicklung von keramischen Materialien und Beschichtungen für Heißgasteile, zweistufige Aufladung, Erweiterung der Last- und Brennstoffflexibilität

– Gasmotor: Entwicklung / Optimierung Zündkonzepte, langlebiger Katalysatoren (v. a. Methan)

– Mikrogasturbine: Erhöhung Turbineneintrittstemperatur, Weiterentwicklung innovativer Kraftwerkskonzepte (u. a. MGT/SOFC Hybridkraftwerk, solare Gasturbine, invertierter Brayton Kreisprozess)

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
<p>Gegenüber Stand der Technik Gasmotor / Mikrogasturbine (2030 – 2050):</p> <ul style="list-style-type: none"> – THG-Einsparung: 4 – 8 % (Gasmotor), 21 – 25 % (Mikrogasturbine), 45 – 49 % (SOFC/MGT) – Sonstige Emissionen: Gasmotor: Reduktion v. a. durch Einsatz von Katalysatoren, NO_x bis 68 % / CO bis 43 % / Formaldehyd bis 43 %, bisher kein Katalysator für Methan Mikrogasturbine: deutlich geringere Emissionen, weitere Reduktion von NO_x und CO bis 80 %
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
<p>Gegenüber Stand der Technik Gasmotor / Mikrogasturbine (2030 – 2050):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Primärenergieeinsparung: bis 8 % (Gasmotor), bis 25 % (Mikrogasturbine), bis 49 % (SOFC/MGT) – Erhöhter Verbrauch kritischer Rohstoffe im Bereich Katalysator
Kosteneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Gasmotor: aufgrund hoher Reife der Serienfertigung und erhöhter Aufwand der Abgasnachbehandlung nur geringe Kosteneinsparungen möglich – Mikrogasturbine: hohes Kostensenkungspotenzial durch serienreife Fertigung
Inländische Wertschöpfung
<ul style="list-style-type: none"> – Marktanteil > 75 % in Deutschland und hoher Marktanteil international (2012 – 2015) – Steigende inländische Wertschöpfung vor allem durch Export; kein Netto-Zubau im Inland ab 2030
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<p>Hoher Anteil an Publikationen und Patenten im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung</p> <ul style="list-style-type: none"> – Gasmotor: hohe Wettbewerbsfähigkeit – Mikrogasturbine: Weltmarktführer - USA; Anstieg der nationalen Aktivitäten in den letzten Jahren
Gesellschaftliche Akzeptanz
<ul style="list-style-type: none"> – kein Risiko bezüglich lokaler und gesellschaftlicher Akzeptanz (hohe Gesamteffizienz, geringe Emissionen, Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen, Potenzial zur Reduktion des Netzausbaus) – Marktakzeptanz stark von politischen Rahmenbedingungen / Förderprogrammen abhängig
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
<ul style="list-style-type: none"> – Flexible Energieerzeugungsstrukturen durch dezentrale BHKWs – Hohe Flexibilität durch geringe Planungs- und Bauzeiten
Abhängigkeit von Infrastrukturen
<ul style="list-style-type: none"> – Erweiterung durch Ausbau von Nahwärmenetzen
Systemkompatibilität
<p>Flexibilisierung der BHKW ermöglicht sehr hohe Systemkompatibilität durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Möglichkeit zur EE-Überschusskompensation sowie Potenzial zur Reduktion des Netzausbaubedarfs, Bereitstellung von Nahwärmeversorgung.</p>

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Im Fokus der folgenden Beschreibung stehen dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von kleiner 10 MW. Die Anlagentechnologien beinhalten im Allgemeinen Gasmotoren, (Mikro-) Gasturbinen, Stirlingmotoren und Dampfmotoren. Dezentrale Kraftwerke auf Basis der Brennstoffzellentechnologie werden im *Technologiefeld 2.2a: Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)* betrachtet. Aufgrund der geringen nationalen Aktivitäten im Bereich der Forschung und Entwicklung sowie der Herstellung von Stirling- und Dampfmotoren werden im Folgenden diese beiden Technologien nicht näher analysiert.

Die installierte Leistung aller BHKW Anlagen kleiner 10 MW elektrischer Leistung betrug nach Berechnungen des Öko-Instituts im Jahr 2014 ca. 5,3 GW. Dies entspricht ca. 16 % der gesamten KWK Leistung von 33,4 GW in Deutschland. Die BHKW Anlagen erzeugten im Jahr 2014 ca. 25 TWh Strom, was einem Anteil von ca. 25 % der Gesamtstromerzeugung von KWK Anlagen entspricht (Öko-Institut 2015).

Gegenwärtig werden überwiegend Blockheizkraftwerke auf Basis von Gasmotoren eingesetzt. Gründe hierfür sind der höhere elektrische Wirkungsgrad, die geringeren Investitionskosten und die Bandbreite an verfügbaren Leistungen. Im Vergleich zum Gasmotor bietet die Mikrogasturbinentechnologie Vorteile hinsichtlich der Brennstoffflexibilität bei bedeutend geringeren Schadstoffemissionen. Weitere Vorteile sind die geringen spezifischen Betriebs- und Instandhaltungskosten, die einfachere Bauweise und die geringen Lärmemissionen. Aktuell werden bei beiden Technologien überwiegend Erdgas, Biogas, Klär- und Deponiegas als Brennstoffe eingesetzt.

Die durchschnittliche Größe der national vertriebenen fossil betriebenen Anlagen liegt bei 100 kW und der biogenen Anlagen bei 330 kW. Die durchschnittliche Anlagengröße der exportierten Module liegt bei über 800 kW (Energie & Management 2016). BHKW Anlagen kleiner 10 MW elektrischer Leistung speisen Strom vor allem in das Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz ein.

1.2 Gasmotor

Gasmotoren können grundsätzlich aufgrund des eingesetzten Verbrennungsverfahrens klassifiziert werden. Neben dem Otto-Gasmotor mit Fremdzündung existiert das Diesel-Verfahren mit Selbstzündung. Da in der stationären Energieerzeugung der Diesel-Gasmotor und der Gas-Dieselmotor eine untergeordnete Rolle spielen, wird im Folgenden ausschließlich auf den Otto-Gasmotor eingegangen. Der Otto-Gasmotor ist ein nach dem Otto-Prozess arbeitender Hubkolbenmotor, der in den meisten Fällen durch Turbolader aufgeladen wird. Die Aufladung durch Turbolader ermöglicht neben der Erhöhung der Leistungsdichte in der Regel auch eine Erhöhung des Wirkungsgrads. Die Zündung des Brennstoff-Luftgemisches erfolgt durch Fremdzündung mittels Zündkerze, wobei das homogene Brennstoff-Luft-Gemisch außerhalb des Brennraums erzeugt wird. Während bei schnelllaufenden Gasmotoren die Direktzündung eingesetzt wird, sind bei mittelschnell laufenden Magermotoren emissionsbedingt Vorkammerkonzepte (Vorkammerzündkerze, bzw. Vorkammer mit separater Brenngasversorgung) notwendig. Gas-Ottomotoren weisen aufgrund des

langen Entwicklungszeitraums einen hohen entwicklungstechnischen und fertigungstechnischen Reifegrad auf. Gasmotor-BHKWs sind vor allem in den Leistungsklassen von 1 kW bis ca. 10 MW erhältlich. Die elektrischen Wirkungsgrade liegen in einem Bereich von minimal 19 % für Mikro-BHKWs bis maximal 48,9 % für Großgasmotoren. Die thermischen Wirkungsgrade betragen zwischen 31 % bis 82 % und sinken mit zunehmendem elektrischem Wirkungsgrad. Gasmotoren weisen ein gutes Teillastverhalten auf und sind in der Regel bis 50 % Last regelbar (BKH-W-Kenndaten 2014/2015).

Die Emissionen von Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxiden aus Gasmotoranlagen sind allerdings ohne Emissionsminderung um ein Vielfaches höher als bei Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren oder Verbrennungsanlagen. Zusätzlich stoßen Gasmotoren Formaldehyd aus. Ein weiteres Problem von Gasmotoren stellt der Methanschlupf dar. Bei Gasmotoren kleinerer Leistung, die in der Regel mit einem Brennstoff-Luft-Verhältnis von eins betrieben werden, erfolgt die Abgasreinigung mittels Dreiwegekatalysator. Bei mittelschnell laufende Gasmotoren, die im Magerverfahren betrieben werden, werden in der Regel Oxidationskatalysatoren zur Reduktion von CO und Formaldehyd eingesetzt. Zur Minderung von Stickoxiden können Magermotoren mit SCR ausgestattet werden, was aktuell in Deutschland nicht üblich ist. Für Methan gibt es bislang keine einsatzfähigen Katalysatoren.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten Gasmotor (Erdgas), Leistungsbereich 200 – 500 kW_{el}

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	37 – 41	37 – 41	38,6 – 42,8	39,2 – 43,5	40 – 44,7
Gesamtwirkungsgrad	%	83 – 85	83 – 85	85,9 – 88	87,1 – 89,2	89 – 91
Volllaststunden DE_80 %	h	3.448	5.063	4.979	4.886	3.543
Lebensdauer	h	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	1.245 – 1.430	1.370 – 1.580	1.307 – 1.500	1.245 – 1.430	1.180 – 1.360
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,013 – 0,017	0,0145 – 0,0187	0,0135 – 0,018	0,013 – 0,017	0,012 – 0,016
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el} /a	15 – 20	15 – 20	15 – 20	15 – 20	15 – 20
Stromgestehungskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,080 – 0,088	0,079 – 0,087	0,081 – 0,088	0,087 – 0,094	0,099 – 0,106

Quelle: Verfügbare Angaben verschiedener Hersteller sowie BHKW-Kenndaten aus 2014/2015, U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015), eigene Abschätzung sowie Berechnung für den Brennstoff Erdgas

1.3 Mikrogasturbine

Mikrogasturbinen basieren in der Regel auf ungekühlten, einstufigen, radialen Turbokomponenten. Im Gegensatz zu Gasturbinen werden aufgrund des niedrigeren Druckniveaus sogenannte Rekuperatoren (Gas-Gaswärmetauscher; Luftvorwärmer) zur Wirkungsgradsteigerung eingesetzt, die mittels der Abgaswärme stromab der

Turbine die komprimierte Frischluft vorwärmen. Aufgrund der kontinuierlichen Verbrennung mit niedrigen Brennstoff-Luftverhältnissen können niedrige Emissionen ohne Abgasnachbehandlung erreicht werden. Zudem zeichnen sich Mikrogasturbinen durch eine hohe Brennstoffflexibilität aus. So können eine Vielzahl von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen inkl. Schwachgasen genutzt werden. Mikrogasturbinen sind aktuell in der Leistungsklasse von 30 kW bis 200 kW, bzw. in Clustern bis zu 1 MW (z. B. Capstone C1000) erhältlich. Diese weisen einen elektrischen Wirkungsgrad von 24 % bis 33 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 48 % bis zu 60 % auf. Mikrogasturbinen weisen eine hohe Teillastfähigkeit auf und werden in der Regel bis 30 % Last betrieben. Da im Gegensatz zum Gasmotor die Abwärme ausschließlich im Abgas enthalten ist, eignet sich die Mikrogasturbinentechnologie aufgrund der hohen Abgastemperaturen sehr gut für die Erzeugung von Prozesswärme und -kälte.

Tab. 1-2 Techno-ökonomische Kenndaten Mikrogasturbine (Erdgas), Leistungsbereich 100 – 200 kW_{el}

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	30 – 33	33 - 36	42 / 60*	44 / 65*	44 / 65*
Gesamtwirkungsgrad	%	80 – 81	82 - 84	88 / 90*	91 / 92*	91 / 92*
Volllaststunden DE_80 %	h	3.448	5.063	4.979	4.886	3.543
Lebensdauer	h	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	2.250 – 2.600	2.100 – 2.450	1.800	1.580	1.400
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,012	0,01	0,009	0,009	0,008
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el} /a	20	20	20	20	20
Stromgestehungskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,105 – 0,113	0,089 – 0,108	0,084 / 0,082*	0,086 / 0,085*	0,098 / 0,097*

* Hybridkraftwerk bestehend aus der Kopplung von Mikrogasturbine und Hochtemperaturbrennstoffzelle

Quelle: Verfügbare Angaben verschiedener Hersteller sowie BHKW Kenndaten aus U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015), eigene Abschätzung sowie Berechnung für den Brennstoff Erdgas

2 Stand Forschung und Entwicklung

Sowohl die Gasmotor- als auch die Mikrogasturbinentechnologie sind als BHKW-Anwendung weit verbreitet, ausgereift und zuverlässig. Bislang sind beide Technologien für den Volllastbetrieb optimiert. Im Zuge der Energiewende wird mit dem steigenden Anteil der volatilen erneuerbaren Energien insbesondere eine höhere Betriebsflexibilität von BHKWs gefordert. Aus diesem Grund ist eine Erhöhung der Lastflexibilität hinsichtlich Teillastfähigkeit und Laständerungsgeschwindigkeit und damit einer Verbesserung des dynamischen Betriebs nötig. Durch die flexible Betriebsweise erhöhen sich auch die Anforderungen an die Bauteillebensdauer. Aufgrund zukünftiger Änderungen in der Gasversorgung durch beispielsweise LNG oder erneuerbar erzeugte Brennstoffe wird die Brennstoffflexibilität an Bedeutung gewinnen. Um den wichtigen Ausbau der BHKW-Technologien in Zukunft zu gewährleisten, ist zudem eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Erhöhung der Effizienz sowie der Reduktion der Investitions- und Betriebskosten wichtig. Die weitere Optimierung der Zuverlässigkeit der BHKW-Anlagen, insbesondere unter dem Gesichtspunkt „Flexibilität“, wird ebenfalls angestrebt.

2.1 Gasmotor

Aufgrund der hohen Entwicklungsreife der Gasmotortechnologie sind weitere Steigerungen des elektrischen Wirkungsgrades nur noch in begrenztem Maße möglich. Abhängig von der Systemgröße wird ein Steigerungspotenzial, insbesondere für die kleinen und mittleren Gasmotor-BHKWs, von bis zu 10 % erwartet. Eine Steigerung des Gesamtwirkungsgrad wird aktuell auf ca. 6-7 % geschätzt. Die Herausforderung liegt hierbei in der Sicherstellung eines breiten, stabilen Betriebsfensters hinsichtlich Klopffestigkeit, Aussetzergrenze und der Einhaltung der Emissionsvorschriften bei zunehmenden Mitteldrücken.

2.1.1 Komponenten

Möglichkeiten zur Komponentenoptimierung finden sich beispielsweise in der Verbesserung der Zündkerzen, bzw. der Zündkerzenkonzepte, der optimierten Verbrennungsregelung, dem Einsatz der 4 Ventiltechnik, der geometrischen Optimierung des Brennraums, der mehrstufigen Aufladung und der Optimierung von Anlagenbauteilen.

Hochaufladung

Eine geeignete Kombination stellt die Magerverbrennung mit dem Millerverfahren dar, das zu einer Reduktion von Ladungstemperaturen führt und somit eine Verringerung der Klopffneigung sowie eine Reduktion der NO_x Emissionen ermöglicht (Bauer, Auer und Stiesch 2013: 300-307). Der negative Einfluss durch die Verringerung des Liefergrades lässt sich mit einer Erhöhung des Ladedrucks durch den Einsatz einer zweistufigen Aufladung umgehen. Hierdurch konnte beispielsweise bei Großmotoren (Klausner, Lang und Trapp 2011: 284-289) eine Erhöhung sowohl des elektrischen Wirkungsgrads um 1 %-Punkt als auch des thermischen Wirkungsgrads um 2,4 %-Punkte erreicht werden. Durch die zweistufige Aufladung wurde eine Steigerung der Leistungsdichte um 10 % ermöglicht.

Zündsysteme

Höhere Zylinderdrücke führen aufgrund der höheren Ladungsdichte im Gas-Otto-Motor zu steigenden Anforderungen an das Zündsystem. Eine zuverlässige Zündung ohne Zündaussetzer muss bei hohen Drücken sowie bei mageren Bedingungen, alternativen Brennstoffen oder durch Abgasrückführung verdünnten Gemischen gewährleistet sein. Im Bereich der Zündverfahren können zukünftig die Laserzündung oder die Corona-Zündung eine Rolle spielen. Beide Verfahren sind seit Jahren Gegenstand der Forschung (Merker und Teichmann 2014). Durch die Erzeugung von Zündplasma durch einen fokussierten Laserstrahl kann eine Verschiebung der mageren Betriebsgrenze erreicht werden. Dies kann insbesondere zur weiteren Reduktion der NO_x Emissionen genutzt werden. Ein Vorteil der Corona-Zündung gegenüber der Laserzündung oder der konventionellen Zündkerze liegt in der Erzeugung von multiplen Zündfunken, womit auch inhomogene oder extrem magere Brennstoff-Luft-Gemische sicher entzündet werden können (Backhaus 2013).

Brennraum

Weiterhin kann durch die Optimierung der Brennraumgeometrie mittels Erhöhung des Turbulenzgrades der Wirkungsgrad gesteigert werden. Hierbei werden konventionelle Topfmulden durch komplexere Designs ersetzt. Ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt liegt in der Optimierung von Beschichtungen des Brennraums, der Kolben sowie der Ventile. Durch die Beschichtungen können die thermischen und mechanischen Belastungen insbesondere bei höheren Leistungsdichten reduziert werden. Zudem besteht hierbei das Potenzial, die Reibleistung zu reduzieren.

Regelung

Die Forderung eines breiten, stabilen Betriebsbereichs stellt entsprechende Anforderungen an die Regelung des Motors. Bei der Zylinderindividuellen Verbrennungsregelung (Baas 2012) wird beispielsweise der Zündzeitpunkt so eingestellt, dass alle Zylinder gleiche Bauraumtemperaturen und Drücke aufweisen. Neben Verbesserungen im Wirkungsgrad wirkt sich das Verhalten positiv auf Klopfgrenzabstand, Emissionen und Bauteilbelastung aus. Durch die damit verbundene Erhöhung der Lebensdauer von Bauteilen konnten die Bauteilstandzeiten sowie die Wartungsintervalle bis zur Grundüberholung gesteigert werden.

Lastflexibilität

Die Energiewende mit den volatilen erneuerbaren Stromerzeugern wie Wind und Photovoltaik erfordert einen bedarfsgerechten Einsatz, bzw. eine Lastflexibilisierung der in der Regel auf Volllast ausgelegten Gasmotoren. Insbesondere die erhöhte Anzahl von Start-/Stoppzyklen sowie hohe Laständerungsgeschwindigkeiten erfordern eine Anpassung besonders beanspruchter Bauteile. Die Lebensdauer kann hierbei sowohl durch Materialermüdung aufgrund von Low Cycle Fatigue, High Cycle Fatigue oder Thermal-Mechanical-Fatigue sowie durch den Verschleiß von Bauteilen mit Relativbewegungen, wie Lager, Kolben und Buchse oder Turbolader reduziert werden. Auf Basis einer Verschleißanalyse von dauerhaft hochflexibel eingesetzten Motoren muss zukünftig die Entwicklung dem Einsatz höherwertiger Werkstoffe und

Beschichtungen, optimierten Bauformen sowie geänderten Wartungsintervallen Rechnung tragen. Erste Entwicklungen, z. B. bei den Lagern, bestehen im Einsatz beschichteter sowie gesputterter Lager. Im Bereich der Kolben kann anstelle von Aluminium Stahl eingesetzt werden, was die Reibleistung verringert und die Verschleißfestigkeit verbessert. Neben der Pflicht zur statischen und dynamischen Unterstützung des Netzes wurden die Motoren und Generatoren in den letzten Jahren für einen weiten Spannungsbereich angepasst und die erforderliche Regelung entwickelt.

2.1.2 Brennstoffe

Durch die zukünftige Verbreitung von Schiefergas als auch durch die Versorgung mit Erdgas aus anderen Regionen mit LNG sowie die Beimischung von Biomethan und regenerativ hergestelltem Wasserstoff vergrößert sich die Bandbreite der Brennstoffcharakteristiken des zur Verfügung stehenden Gases im Erdgasnetz. Die daraus resultierenden unterschiedlichen Methanzahlen beeinflussen das Betriebsverhalten, insbesondere den Verbrauch und die Leistung, von Gasmotoren negativ, was sich auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Neben den hauptsächlich auf Methan basierenden Brennstoffen eignen sich noch eine Vielzahl von Schwachgasen oder Sondergasen, wie Biogas, Klärgas oder Deponiegas sowie Grubengas, die lokal in darauf abgestimmten Gasmotoren umgesetzt werden können. In einzelnen Fällen werden auch Gase aus synthetischen Prozessen, wie der Kohle- oder Holzvergasung, in Gasmotoren eingesetzt. Durch die erhöhten Wasserstoff- und Kohlenmonoxidanteile weisen diese eine verringerte Klopffestigkeit auf.

2.1.3 Emissionen

Mit der Verschärfung der Emissionsvorschriften ist mit einer konstanten oder leicht fallenden Tendenz der Wirkungsgrade bei erhöhten Kosten zu rechnen. Die Vorschriften betreffen Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide (Stickstoffmonoxid, Stickstoffdioxid) und Formaldehyd, welches durch die unvollständige Verbrennung entsteht.

Niedrige NO_x-Emissionen können generell durch eine Abmagerung des Gemisches erreicht werden. Allerdings sinken hierbei der Wirkungsgrad und damit die Wirtschaftlichkeit bei erhöhten CO₂ Emissionen. Unverbrannte Kohlenwasserstoffe (inklusive Formaldehyd) sowie Kohlenmonoxid und der Methanschluß werden durch die konstruktive Reduktion der Schadräume, in denen der Brennstoff unvollständig umgesetzt wird, kontinuierlich reduziert.

Neben der Optimierung der innermotorischen Reduktion von Emissionen kommt in der Regel die nachmotorische Schadstoffreduzierung zum Einsatz. Insbesondere bei Magermotoren kann zusätzlich zu den bisher eingesetzten Oxidationskatalysatoren die SCR Technologie unter Zugabe von Ammoniak oder einer wässrigen Harnstofflösung zur Reduktion der NO_x Emissionen (3-Wege SCR Katalysator) verwendet werden. Hierbei kann die Eindüsung von Reduktionsmitteln über aktive Messung zur Erreichung von minimalen Emissionen gesteuert werden. Um den Brennstoffverbrauch zu senken, kann durch den Einsatz des 3-Wege-Katalysators das Brennstoff-Luft-Verhältnis ohne Einbußen hinsichtlich der Emissionen wieder zu fetteren Gemischen verschoben werden. Die geringen Standzeiten der Oxidationskatalysatoren hinsichtlich der Umsetzung von Formaldehyd konnten durch geringere Raumge-

schwindigkeiten und damit größere Katalysatorvolumen verbessert werden (Baas, 2012). Die Versuche zur Entwicklung von geeigneten Katalysatoren zur Umsetzung von Methan waren bisher nicht erfolgreich.

Aktuelle Magermotoren in der mittleren Leistungsklasse mit Oxidationskatalysator erreichen NO_x Werte von 250 bis 500 mg/Nm^3 und 200 – 650 mg/Nm^3 CO bei 5 % Restsauerstoff im Abgas.

2.1.4 Anlagenkonzepte mit nachgeschalteter Abwärmenutzung

Eine weitere Optimierung des elektrischen Wirkungsgrades kann durch die Koppelung des Gasmotors mit Zusatzeinrichtungen erreicht werden, die die verbleibende Energie im Abgas nutzen (Abb. 2-1). Beispiele sind hierfür der Einsatz einer nachgeschalteten Nutzturbine, die thermochemische Rekuperation sowie die Integration des nachgeschalteten ORC- oder Dampfprozesses.

Bei der nachgeschalteten Turbine kann über einen Generator zusätzlich Strom erzeugt und somit der Wirkungsgrad gesteigert werden. Allerdings muss hierbei insbesondere der negative Einfluss (u. a. erhöhter Gegendruck) auf den Gasmotor betrachtet werden, was dies vor allem auf den Einsatz bei nicht optimierter Gasmotoren beschränken könnte.

Die thermochemische Rekuperation nutzt das heiße Abgas, um den zugeführten Brennstoff mittels katalytischer Dampfreformierung in ein energetisch höherwertiges Synthesegas umzusetzen. Allerdings erfordert der Reformationsprozess hohe Temperaturen von deutlich über 300 °C. Weiterhin weist das Verfahren das Potenzial auf, sowohl den innermotorischen Verbrennungswirkungsgrad zu erhöhen als auch die Emissionen zu reduzieren.

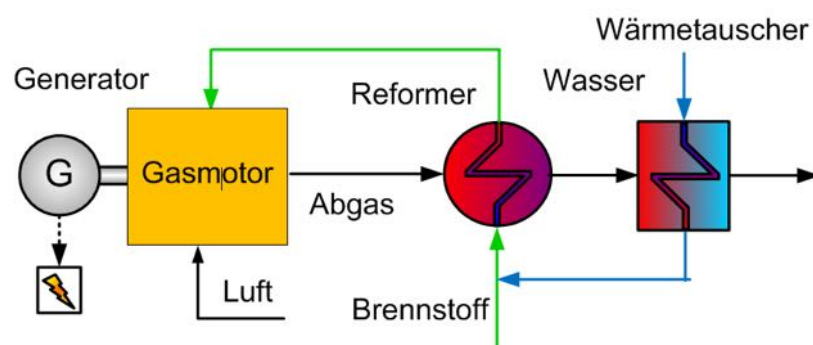


Abb. 2-1 Blockschaftbild der Kopplung der thermochemischen Rekuperation und einem Gasmotor

Quelle: DLR

Entwicklungsschwerpunkte bzgl. des Einsatzes von ORC- und Dampfprozess beschränken sich auf die optimale Integration und Abstimmung beider Technologien mit dem Gasmotor. Allerdings ist der Einsatz des Dampfturbinenprozesses aufgrund des spezifischen Anlagenaufwands und des Wirkungsgrades auf größere Dampfturbinen und damit auf größere Kraftwerke (z. B. Mehrmotoren-Anlagen) beschränkt.

2.2 (Mikro-) Gasturbine

Im Vergleich zur Gasmotorenteknologie bestehen beim konventionellen, rekupe-rierten Mikrogasturbinenkonzept deutliche Potenziale, die Wirkungsgrade zu erhö-hen. Neben der Steigerung der Komponentenwirkungsgrade (v. a. Turbokomponen-ten, Rekuperator) bzw. Reduktion des Komponentendruckverlusts stellt die Steige-rung von Verdichterdruckverhältnis und Turbineneintrittstemperatur die wesentli-che Herausforderung zur Erhöhung des Wirkungsgrades dar. Ein weiterer Schwer-punkt liegt in der Reduktion der Herstellungskosten.

2.2.1 Komponenten

Turbokomponenten

Heute in Mikrogasturbinen verwendete radiale Turbokomponenten basieren in der Regel auf dem Turboladerdesign der Fahrzeugindustrie. Hierbei besteht vor allem Optimierungsbedarf in der aerodynamischen Effizienz, insbesondere in der Design-optimierung von Schaufeln, Laufrad und Verdichtergehäuse sowie in der Verkleine-rung des Spaltes zwischen Schaufeln und Gehäuse. Des Weiteren ist die Abstimmung zwischen Turbinenrad und Verdichter von entscheidender Bedeutung. Aufgrund der ungekühlten und unbeschichteten Turbinenschaufeln wird die mögliche maximale Turbineneintrittstemperatur durch das eingesetzte Material begrenzt. Für die unge-kühlten Turbinenschaufeln werden aktuell komplexe Nickelbasis-Superlegierungen verwendet, die die thermischen, mechanischen und chemischen Anforderungen er-füllen. Beispiel für die derzeit eingesetzten Materialien ist MAR M-247, das als gerich-tet erstarrte Variante eine dauerhafte Turbineneintrittstemperatur von bis zu 950 °C ermöglicht. Eine weitere Steigerung der Heißgastemperatur bis zu einer absoluten Grenze von 1.150 °C ist durch den Einsatz von einkristallin erstarrten Gefügestruk-turen der Ni-Basis-Legierungen denkbar (Lechner und Seume 2010). Als Wärme-dämmschicht sowie als Schutz gegen Korrosion und Oxidation sind Beschichtungen, z. B. auf Basis von Nickel, Chrom, Aluminium, Kobalt und Yttrium möglich. Neben dem gängigen Gießverfahren für die komplexen und passgenauen Heißgasbauteile bietet sich zukünftig das Selective Laser Melting (SLM), bzw. das Additive Manufac-turing an. Insbesondere für die schwer schweißbaren Materialien müssen Prozesse entwickelt werden, die eine rissfreie Verarbeitung des Werkstoffs erlauben. Mit den neuen Verfahren besteht das Potenzial komplexere Bauteile im Hinblick z. B. auf mögliche Kühlungskonzepte, die eine weitere Steigerung der Turbineneintrittstem-peratur ermöglichen würden, zu realisieren.

Als Alternative zu metallischen Werkstoffen bietet sich die Entwicklung von faserver-stärkten Keramiken (ceramic matrix composites, CMC) an. Diese weisen gegenüber Metallen eine deutlich höhere Temperaturbeständigkeit und Festigkeit bei wesent-lich geringerem Gewicht auf. Die Faserverstärkung von CMC sorgt zudem für eine inhärente Schadenstoleranz, die sonst nur den Metallen zu Eigen ist. Je nach Ein-satzgebiet und Zielbauteilen eignen sich dabei entweder oxidische oder nicht-oxidische CMCs. Neue Entwicklungen für oxidische und nicht-oxidische CMC müs-sen dabei zwei Probleme adressieren, eine Kostenreduktion in der Herstellung und die Entwicklung geeigneter Beschichtungen, um CMCs vor allem gegen Wasser-dampfkorrosion und nicht-oxidische CMCs auch gegen Oxidation unempfindlicher

zu machen. Besonders wichtig für das Verständnis von CMCs im Einsatz unter realen Turbinenbedingungen ist die Tatsache, dass CMCs herstellungsbedingt inhomogene und anisotrope Mikrostruktur und zudem eine ausgeprägte Streuung der thermomechanischen und Lebensdauer relevanten Eigenschaften aufweisen. Die Beziehung von den Herstellungsverfahren zu den mikroskopischen Eigenschaften, deren Streuung und deren Auswirkungen auf die makroskopischen Bauteileigenschaften bis hin zur Festigkeit und Lebensdauer unter Last müssen grundlegend und umfassend ermittelt werden. Für den Einsatz in einer Mikrogasturbine müssen Turbinenbauteile aus CMC zudem in eine metallische Umgebung eingebunden werden, so dass die Optimierung der Verbindungstechnik für den erfolgreichen Einsatz essenziell ist.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung digitaler Modelle für Mikrogasturbinen und deren Verhalten ist die numerische Abbildung des Langzeitverhaltens aller Turbinenwerkstoffe (additiv gefertigte metallische Werkstoffe, CMCs, etc.) unter realen Turbinenbedingungen von herausragender Bedeutung. Ein grundlegendes und physikalisches Verständnis und die genaue numerische Abbildung der im Laufe der Zeit auftretenden Degradation des Materials durch entstehende Fehlstellen und Delaminationen sind von herausragender Bedeutung. Dies ermöglicht eine genaue Beurteilung der Lebensdauer von CMC-Bauteilen und damit eine sichere Auslegung der Bauteile. Dabei werden seit kurzer Zeit skalenübergreifende, numerische Verfahren und Phasenfeldmethoden entwickelt, die im Gegensatz zu den üblichen heuristischen Verfahren, die physikalischen Schädigungsvorgänge in den Materialien genau beschreiben können und auch die genannten Streuungen der Materialeigenschaften quantifizieren können. Diese neueren Verfahren müssen gezielt für neue, innovative Turbinenwerkstoffe wie additiv hergestellte Metalle und CMCs weiterentwickelt und eingesetzt werden. Der Einsatz von keramischen Komponenten (im wesentlichen Turbine und Brennkammer) wurde erstmals von Kawasaki Heavy Industries in der zweistufigen Mikrogasturbine CGT302 realisiert. Hierbei wurde 1999 ein Wirkungsgrad von 42,1 % bei einer Turbineneintrittstemperatur von 1.396 °C erreicht. Allerdings konnte die Zuverlässigkeit der keramischen Bauteile in einem Lebensdauertest aufgrund von Laufradversagen nicht bestätigt werden (Isashi Takehara 2010).

Rekuperator

Zur Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads werden in konventionellen Mikrogasturbinen Rekuperatoren eingesetzt. Aktuelle Entwicklungsschwerpunkte liegen in der Erhöhung der Effizienz in Bereiche > 90 % sowie der Reduktion der Druckverluste, die sich derzeit im Bereich 2-3 % relativer Druckverlust je Seite (Luft/Abgas) befinden. Sie zählen mit bis zu 30 % der Gesamtkosten zu den teureren Komponenten einer Mikrogasturbine. In der Regel wird die Wärme im Kreuzstrom mittels Primary Surface Rekuperatoren oder Plate-Fin Rekuperatoren übertragen. Die hochtemperaturbelasteten Materialien erfordern wie die Turbinenmaterialien eine hohe Kriechbeständigkeit sowie eine hohe Widerstandsfähigkeit gegenüber Oxidation. Aktuell werden Materialien wie MA 253, ein hitzebeständiger austenitischer Chrom-Nickel-Edelstahl, für Einsatztemperaturen bis 650 °C bzw. Inconel 625 für Temperaturen bis 800 °C verwendet. Aktuelle Herstellungsverfahren zur Verbindung und Abdichtung der verschiedenen Lagen nutzen anstelle des früher üblichen Lötprozesses Laserschweißverfahren. Ein neuartiges Verfahren stellt das Selective Laser Melting dar.

Mit dem SLM-Verfahren besteht, wie bei der Entwicklung und Herstellung neuartiger Turbinenschaufeln, die Möglichkeit, den Wärmeübergang und insbesondere die Lebensdauer der Rekuperatoren zu erhöhen. Allerdings sind das SLM-Verfahren sowie das Laserschweißverfahren kostenintensiv. So übersteigen die derzeitigen Herstellkosten die Materialkosten um ein Vielfaches. Insbesondere aufgrund geringer Stückzahlen konnten bisher Einsparungseffekte in Bezug auf Automatisierung der Serienproduktion, Modularisierung und Standardisierung nicht realisiert werden.

Brennkammer

In Mikrogasturbinen hat sich aufgrund der niedrigen Schadstoffemissionen die magerere Vormischverbrennung als Konzept durchgesetzt. Aufgrund der Rekuperation der Abwärme des Abgases weisen die Brennersysteme Eintrittstemperaturen von 600 bis zu 730 °C auf. Durch die Beschränkung der Turbineneintrittstemperatur wird ein großer Teil der Luft erst nach der Verbrennungszone als Mischluft über Öffnungen im Flammrohr dem Abgas zugemischt. Im Gegensatz zu Gasmotoren findet die Verbrennung kontinuierlich statt, womit ohne den Einsatz von Katalysatoren die geltenden Emissionsvorschriften im Vollastfall aktuell deutlich unterschritten werden. Weitere Kriterien bei der Optimierung von Brennersystemen sind Brennstoff- und Lastflexibilität sowie die erweiterte Teillastfähigkeit mit insbesondere niedrigen Kohlenmonoxid-Emissionen. Neben den derzeit am häufigsten eingesetzten Drall-Brennerkonzepten werden insbesondere Brennkammern auf der Basis des FLOX®¹-Konzepts entwickelt, die eine große Brennstoffflexibilität und einen weiten Betriebsbereich aufweisen. Brennersysteme auf Basis des FLOX®-Konzepts bestehen in der Regel aus mehreren Luft- und Brennstoffdüsen, die auf einem konzentrischen Kreis angeordnet sind. Hierbei wird Brennstoff und Luft als unverdrallter Strahl teilweise vorgemischt in die Brennkammer eingedüst. Durch die geometrische Anordnung wird eine ausgeprägte Rezirkulation und somit eine Mischung der Frischgase mit den Verbrennungsgasen erreicht. Durch die Homogenisierung der Temperaturverteilung werden lokale Temperaturspitzen vermieden, wodurch geringe Stickstoffoxid-Emissionen erzielt werden können. Des Weiteren zeigten erste Entwicklungen, dass mit einem auf dem FLOX® - Konzept basierenden Brennersystem sehr hohe Abgasrückführungsraten mit Sauerstoffgehalten bis zu 12 m. % am Brennereintritt möglich sind (Hasemann 2017). Hohe Abgasrückführungsraten ermöglichen, z. B. bei kleinen Gasturbinen-betriebenen BHKW-Anlagen die Erhöhung des Wasserdampfgehalts im Abgas und damit Nutzung der Brennwerttechnik.

2.2.2 Brennstoffe

Mikrogasturbinen können für unterschiedliche gasförmige als auch flüssige Brennstoffe eingesetzt werden. Derzeit werden Mikrogasturbinen vor allem mit Erdgas, Biogas, Klärgas, Deponiegas und Diesel betrieben. Aufgrund der Brennstoffflexibilität von Mikrogasturbinenbrennkammern spielen die möglichen zukünftigen Schwankungen im Erdgasnetz eine untergeordnete Rolle. Wird die Anforderung der Brennstoffflexibilität im Designprozess berücksichtigt, können Brennersysteme mit ange-

¹ FLOX® - flammenlose Oxidation, eingetragenes Warenzeichen der Firma WS Wärmeprozess-technik GmbH

passter Brennstoffversorgung mit Brennstoffen unterschiedlicher Heizwerte betrieben werden, ohne dass das Brennkammersystem angepasst werden muss. Darüber hinaus bietet Ansaldo Energia eine Mikrogastrurbine mit externer Befeuerung an². Hierbei wird die Wärme über einen weiteren Wärmetauscher in den Gasturbinenprozess eingekoppelt. Somit können auch feste Brennstoffe oder andere Hochtemperaturwärmequellen eingesetzt werden.

Weiterhin kann die Mikrogastrurbinentechnologie aufgrund der inhärenten Brennstoffflexibilität neue Anwendungsfelder erschließen. Beispiele hierfür finden sich in der Nutzung von biogenen Schwachgasen und in der Verwertung von energetisch nutzbarer Industrieabluft.

2.2.3 Emissionen

Mikrogastrurbinen zeichnen sich durch niedrige NO_x- und CO-Emissionen aus. Unverbrannte Kohlenwasserstoffe sind in der Regel kaum oder nicht vorhanden. Aktuelle Brennkammersysteme erreichen NO_x-Emissionen von 15 ppm sowie CO-Emissionen von < 15 bzw. < 40 ppm bezogen auf 15 % Restsauerstoff im Abgas. Dies entspricht ca. 30 mg/Nm³ NO_x und 19, bzw. 50 mg/Nm³ CO, die deutlich unter den geltenden Emissionsvorschriften der TA-Luft liegen. Technologiebedingt sind mittelfristig NO_x-Werte von unter 5 ppm / 10 mg/Nm³ bzw. CO-Emissionen von unter 10 ppm / 12,5 mg/Nm³ möglich. Diese konnten bereits durch ein einstufiges Brennersystem auf Basis des FLOX[®]-Konzepts in einer Mikrogastrurbine nachgewiesen werden³. Es ist anzunehmen, dass weitere Optimierungen um wenige ppm langfristig erreichbar sind. Eine Herausforderung stellt nach wie vor die Reduktion der CO-Emissionen im Teillastbetrieb dar. Diese steigen aufgrund des geringeren Brennstoff-Luftverhältnisses in der Regel an. Ein positives Beispiel hierbei ist die Entwicklung eines Brennersystems für Holzgas, das nahezu konstante CO-Emissionen bis zu 50 % der Mikrogastrurbinenleistung aufweist (Zornek, Monz und Aigner 2015: 276-284).

2.2.4 Innovative Gasturbinenkonzepte

Mit der Optimierung der wesentlichen Komponenten kann der elektrische Wirkungsgrad einer einstufigen, konventionellen Mikrogastrurbine um einige Prozentpunkte gesteigert werden. Größere Entwicklungsschritte jenseits von 40 % elektrischem Wirkungsgrad sind allerdings nur mit der Änderung der Turbineneintrittstemperatur und/oder mit innovativen Kreisprozessen möglich.

Die amerikanische Firma Capstone, derzeit Marktführer im Bereich Mikrogastrurbinen, entwickelt aktuell auf Basis der Mikrogastrurbine C200 mit 200 kW elektrischer Leistung eine Mikrogastrurbine mit zwei radialen Verdichter- und Turbinenstufen, Zwischenkühlung und Rekuperation. Um die Turbineneintrittstemperatur zu erhöhen, wird die Hochdruckturbine aus einer einkristallinen Hochtemperaturlegierung gefertigt. Der Wirkungsgrad der Mikrogastrurbine mit 370 kW elektrischer Leistung

² http://www.ansaldoenergia.it/easyUp/file/ansaldo_ae-t100_externally_fired.pdf

³ Angabe: Institut für Verbrennungstechnik, DLR

soll 42 % bei einer Gesamteffizienz von 85 % betragen⁴. Die zukünftigen Investitionskosten werden hierbei auf 600 \$/kW_{el} beziffert, was eine deutliche Reduktion im Vergleich zu heutigen Kosten darstellt. Ähnliche Konzepte werden derzeit weltweit von weiteren, insbesondere Start-Up Unternehmen, verfolgt.

Eine Alternative zur Erweiterung des Anwendungsfeldes stellt das Konzept des invertierten Brayton Kreisprozesses dar. Hierbei wird die Frischluft zunächst durch den Rekuperator geleitet und in der Brennkammer unter Zugabe von Brennstoff bei Umgebungsdruck verbrannt. Im Anschluss wird das Abgas in der Turbine in den Unterdruck entspannt, durch den Rekuperator und einen Wasserwärmetauscher abgekühlt und schließlich auf Umgebungsdruck verdichtet. Mit Hilfe des invertierten Gasturbinenkreisprozesses können mit baugleichen Turbokomponenten kleinere Leistungen bei ähnlichen Wirkungsgraden realisiert werden. Somit können mit verfügbaren und kostengünstigen Turbokomponentendesigns aus der Automobilindustrie Mikrogasturbinen-basierte BHKW mit 1 oder 2 kW elektrischer Leistung für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme im Bereich der Ein- bis Zweifamilienhäuser entwickelt werden. Durch den Verzicht auf den Brennstoffkompressor eignet sich das Konzept zudem für die Verwertung von Schwachgasen mit geringsten Heizwerten im kleinen Leistungsbereich, deren Kompression eine hohe Leistung erfordert. Seit 2012 ist eine derartige Mikrogasturbine für die Verwertung von Deponiegas in der Schweiz im Feldtestbetrieb im Einsatz⁵. Weiterhin existiert eine Demonstrationsanlage am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Agelidou et al. 2017).

Ein innovatives, hocheffizientes, flexibles und schadstoffarmes Kraftwerkskonzept für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung stellt das Hybridkraftwerk dar, das aus einer Mikrogasturbine und einem Hochtemperaturbrennstoffzellensystem (SOFC) besteht. Hierbei können die höchsten elektrischen Wirkungsgrade vor allem mit einem druckaufgeladenen SOFC-System realisiert werden. Bei diesem Konzept wird die Brennstoffzelle zwischen dem Rekuperator und der Brennkammer der Mikrogasturbine angeordnet. Hierdurch können höhere Leistungsdichten, bzw. höhere Wirkungsgrade bei der SOFC erreicht werden, was die Gesamtkosten des SOFC-Systems reduziert. Die brennstoffhaltigen Abgase der SOFC werden stromab in der Brennkammer oxidiert und anschließend in der Turbine entspannt. Abhängig von der Anlagengröße und den verwendeten Komponenten können elektrische Wirkungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Zusätzlich zeichnet sich das Kraftwerkskonzept durch hohe Teillastfähigkeit, hohe Teillastwirkungsgrade und hohe Laständerungsgeschwindigkeiten aus. Aufgrund der guten Skalierbarkeit deckt das Kraftwerkskonzept einen weiten elektrischen Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis hin zu mehreren Megawatt ab. Allerdings stellt die erfolgreiche Kopplung aufgrund der stark unterschiedlichen Teilsysteme MGT und SOFC hohe Ansprüche an die Betriebsweise und die Regelung der Gesamtanlage. Ein stabiler und sicherer Betrieb erfordert eine detaillierte Kenntnis der Charakteristik beider Einzelsysteme. Im Wesentlichen sind hierbei insbesondere dynamische Vorgänge wie der Anfahr- und Abfahrvorgang sowie Notfallmanöver zu nennen. Auf Seiten der SOFC spielt hierbei vor

⁴ [https://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f22/R10-Capstone %20AMO %20 %20Project %20Peer %20Review %20Final.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f22/R10-Capstone%20AMO%20%20Project%20Peer%20Review%20Final.pdf)

⁵ http://www.oekozentrum.ch/files/pb_aactor_web_1.pdf

allein die Interaktion zwischen der Anoden- und Kathodenseite, auf der Seite der Mikrogasturbine der Kompressor, bzw. das Zusammenspiel Kompressor/Turbine eine entscheidende Rolle. Darüber hinaus müssen der Arbeitsbereich und die Steuerung der Mikrogasturbine in einem hohen Maße im Vergleich zu ihrem Standardeinsatz erweitert werden, um die benötigte Flexibilität bereit zu stellen. Eine weitere Herausforderung betrifft das Brennkammersystem der Mikrogasturbine, das aufgrund der Anforderungen, wie z. B. beim Start/Stop, Teillast/Volllast, für einen hohen thermischen Lastbereich sowie einen hohen Temperaturbereich am Brenneintritt ausgelegt sein muss. Aktuell konnte eine Demonstrationsanlage der Firma Mitsubishi Hitachi Power Systems mit über 200 kW elektrischer Leistung den erfolgreichen Betrieb über mehrere Tausend Stunden nachweisen. Hierbei wurde ein elektrischer Wirkungsgrad von über 52 % erreicht (Kobayashi 2011). Hybridkraftwerksversuchsanlagen mit Emulation der SOFC werden derzeit zu Forschungszwecken von Forschungseinrichtungen wie dem NETL in den USA, der Universität Genua und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt betrieben.

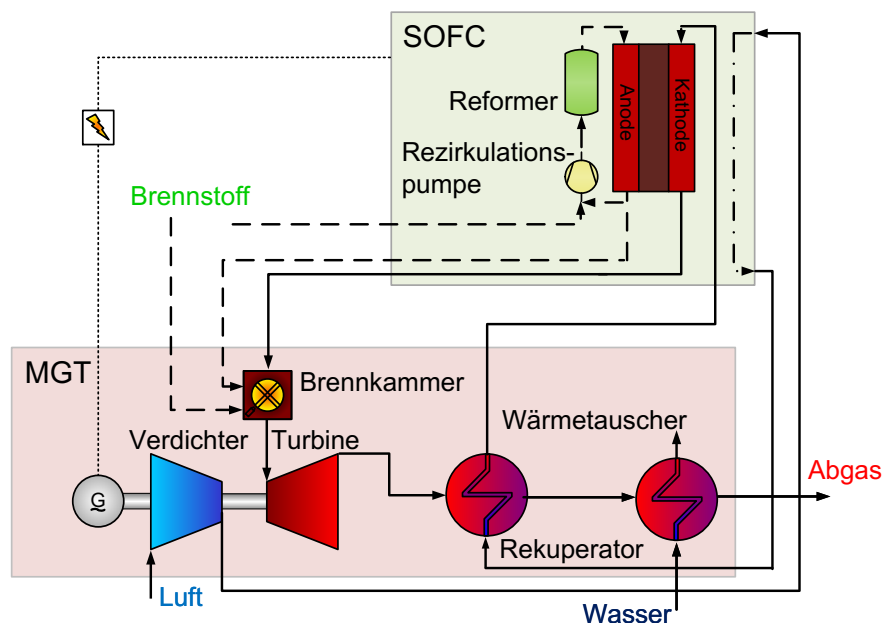


Abb. 2-2 Blockschaftbild eines SOFC/MGT Hybridkraftwerks

Quelle: DLR

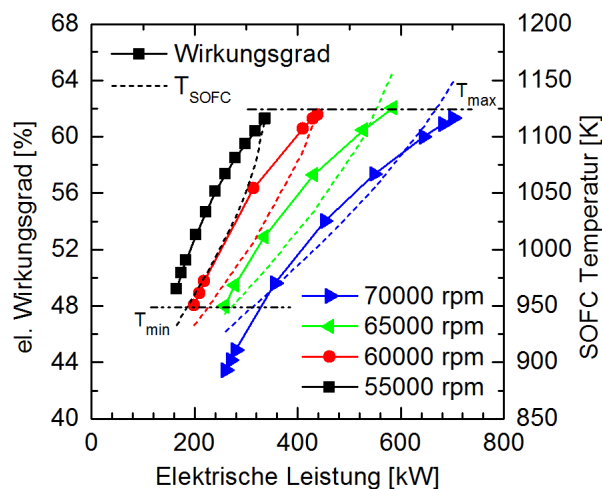


Abb. 2-3 Potentieller Betriebsbereich und elektrischer Wirkungsgrad eines Hybridkraftwerks basierend auf einer Turbec T100 MGT und einer SOFC des Herstellers ElringKlinger

Quelle: Henke (2015)

Neben der SOFC kann eine Gasturbine mit anderen Wärmequellen gekoppelt werden. Die sogenannten solar-betriebenen Gasturbinen besitzen dabei das Potenzial, Sonneneinstrahlung mit hohem Wirkungsgrad zur Erzeugung elektrischen Stroms zu nutzen. Hierbei wird die Solarstrahlung über Spiegel auf Solarstrahlungsempfänger gelenkt und dabei fokussiert. Diese können hintereinander geschaltet werden und erhitzen stufenweise die Kompressorluft. Um einen hohen Anteil solarer Energie zu gewährleisten, ist die Erreichung einer möglichst hohen Temperatur erforderlich. Die aktuell erreichbaren Temperaturen von bis zu 1.000 °C sind für den Einsatz von kleineren Industriegasturbinen sowie Mikrogasturbinen ausreichend. Die Brennkammer der Turbine, die sowohl seriell als auch parallel zum Solarreceiver eingesetzt werden kann, wird bei Bedarf zugeschaltet. Somit kann die konstante Bereitstellung von elektrischer Energie, unabhängig von Tageszeit und Witterung, gewährleistet werden. Untersuchungen zeigen, dass mit einer nicht-rekuperierten oder rekuperierten Gasturbine mit nachgeschaltetem ORC-Prozess und Wärmespeicher Wirkungsgrade von 47 - 48 %, bei einer solaren Nutzung von über 85 % erreicht werden können (Heide et al. 2012). Die technischen Herausforderungen liegen hierbei vor allem auf Seiten des Solarreceivers und im Bereich der Regelung des Gesamtsystems. Ein zum Solarreceiver in Serie geschaltetes Brennkammersystem muss für den großen erforderlichen Temperaturbereich am Brennkammereintritt ausgelegt sein und insbesondere bei sehr hohen Eintrittstemperaturen bei Brennstoffzufuhr niedrige Emissionen garantieren. Eine kommerzielle großflächige Nutzung des Anlagenkonzepts ist bislang nicht erfolgt.

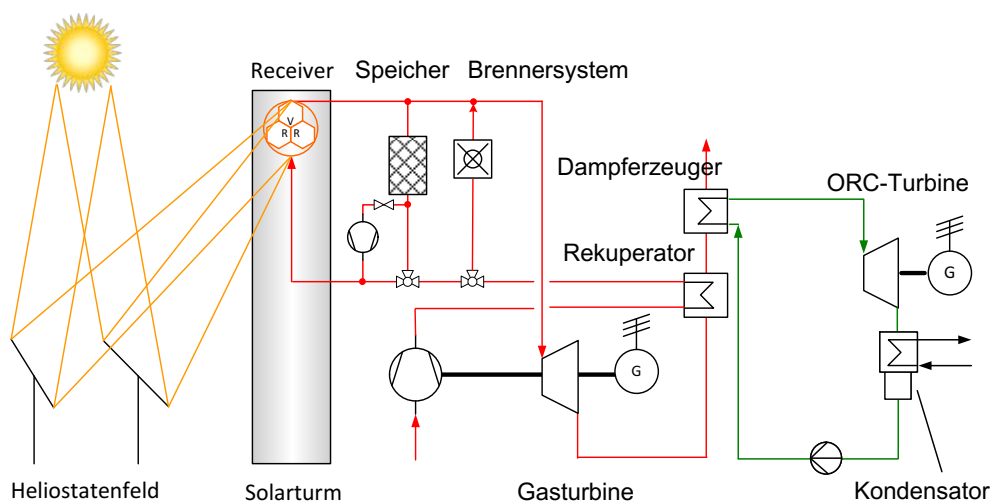


Abb. 2-4 Blockschaubild eines solar-hybriden Gasturbinenkraftwerkskonzepts mit nachgeschaltetem ORC-Prozess

Quelle: Puppe et al. (2014)

Eine weitere Variante, die Gasturbinenleistung als auch die elektrische Effizienz zu erhöhen, besteht in der Zuführung von Wasser zum verdichteten Luftmassenstrom im sogenannten Humid-Air-Turbine (HAT) Kreisprozess. Hierbei wird in einem Sättiger zwischen Verdichter und Rekuperator Wasser eingedüst. Das Wasser wird vorab durch die Turbinenabgase nach dem Rekuperator vorgewärmt. Die Vorwärmung eignet sich insbesondere in Zeiten geringeren Wärmebedarfs. Durch die Zugabe von Wasser erhöht sich der Wasseranteil im Luftmassenstrom und somit die Leistung der Turbine. Ein weiterer Vorteil des Kreisprozesses liegt in der hohen Teillasteffizienz, die durch eine Variation der Wasseraufsättigung erreicht werden kann (Korobitsyn 1998). Eine kommerzielle Verwertung des Anlagenkonzepts ist bisher nicht erfolgt.

2.3 Digitalisierung

Aktuell bieten einige Unternehmen bereits digitale Dienstleistungen an. Beispielhaft kann hierbei die Firma 2G Energy AG genannt werden, die über eine Online-Plattform den Betreibern sowie Servicepartnern und Dienstleistern Zugang zu wesentlichen Dokumenten, wie z. B. Inbetriebnahmeprotokollen, Wartungsdokumenten, Ersatzteilkatalogen sowie Schulungsprogrammen, gewährt. Laut 2G Energy AG werden zusätzlich Anlagendaten visualisiert um u. a. Betriebsabweichungen zu identifizieren. Zukünftige Entwicklungen werden hierbei eine genaue Online-Überwachung der Kraftwerksanlagen inklusive einer sich stetig verbessernden Vorhersage zur Bauteilermüdung und damit einer bedarfsgerechten Wartung ermöglichen.

Weitere digitale Dienstleistungen werden bereits im Bereich der virtuellen Kraftwerke angeboten. Hierbei werden über eine Leitwarte eine vollautomatisierte Steuerung und das Monitoring vernetzter dezentraler Anlagen zur Regelernergiebereitstellung oder Direktvermarktung angeboten. Die technischen Herausforderungen liegen hierbei in der Verbindung und der Kommunikation zwischen den dezentralen Kraftwerksanlagen.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

Sowohl das Gasmotor-BHKW als auch das konventionelle Mikrogasturbinen-BHKW sind kommerziell erhältlich. Beide weisen einen TRL-Level von 9 auf.

Unterschiede gibt es allerdings bei der Bewertung der Entwicklungsreife. Während der Gas-Ottomotor eine sehr ausgereifte Technologie im Hinblick auf Technik und Fertigung darstellt, bestehen bei der Mikrogasturbinentechnologie noch deutliche Optimierungspotenziale sowohl bei der Effizienz als auch bei den Herstellungsverfahren und der Herstellungskosten der wesentlichen Komponenten. Abgesehen von Entwicklungsarbeiten z. B. im Bereich Beschichtungen und Materialien sowie neuen Zündungsverfahren, zweistufiger Aufladung und Abgasnachbehandlung handelt es sich bei der Gasmortortechnologie hauptsächlich um Optimierungen von Bauteilen mit überschaubaren Vorlaufzeiten, die von den Unternehmen in ihrem Entwicklungsprozess sukzessive vorgenommen werden.

Neben der technologiebedingten Weiterentwicklung der Gasmotor- als auch der Mikrogasturbinentechnologie müssen allerdings aufgrund der zunehmenden volatilen erneuerbaren Stromerzeugung sowie der abzusehenden zukünftigen Brennstoffe, wie Schiefergas, LNG, oder H_2 zusätzliche Aktivitäten im Bereich der Last- und Brennstoffflexibilität erfolgen. Bei der Lastflexibilität muss zunächst der Einfluss auf die Bauteilbelastung und Bauteillebensdauer detailliert untersucht werden.

Die Bewertung der Vorlaufzeiten der Kommerzialisierung, des Entwicklungsstadiums sowie der technischen und wirtschaftlichen Risiken der Anlagenkomponenten bzw. der neuen Anlagenkonzepte werden auf folgende zentrale Ansätze beschränkt:

- 1 | Zündverfahren (Laserzündung, Corona-Zündung) im Gasmotor
- 2 | Zweistufige Aufladung von Motoren der kleinen und mittleren Leistungsklasse sowie der Mikrogasturbinen
- 3 | Brennstoffflexibilität (insbesondere Wasserstoff)
- 4 | Einsatz von Beschichtungen und keramischen Bauteilen in der Mikrogasturbine und Gasmotor
- 5 | Innovative Kraftwerkskonzepte (inkl. MGT/SOFC, MGT/Solar, thermochemische Rekuperation)

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Vorlaufzeiten der einzelnen Technologiefelder können als unabhängig von den Szenarienbereichen angesehen werden.

Ein erstes Zündsystem auf Basis der Corona-Zündung (ACIS - Advanced Corona Ignition System) wird bereits von der amerikanischen Firma Federal Mogul angeboten⁶. Mit der Markteinführung der Corona- als auch der Laserzündung auf breiter Basis sollte in den nächsten Jahren (2020 – 2025) zu rechnen sein.

Die Effizienzsteigerung durch die Hochaufladung von Gasmotoren wird bereits vereinzelt im Bereich der Großmotoren kommerziell angeboten. Die Verbreitung der Hochaufladung insbesondere in den Bereich der mittleren und kleinen Leistungs-

⁶ <http://www.federalmogul.com/en-US/Contact/Pages/home.aspx>

klasse wird für 2025 - 2030 erwartet. Die Markteinführung der zweifachen Aufladung und Zwischenkühlung in der Mikrogasturbine wird auf Basis der aktuellen Entwicklungstätigkeiten ebenfalls für 2025 - 2030 prognostiziert.

Die Entwicklung von brennstoffflexiblen Gasmotoren und Mikrogasturbinen gewinnt in letzter Zeit deutlich an Bedeutung. Vor allem der Einsatz von wasserstoffreichen Brennstoffen stellt hierbei eine technische Herausforderung dar. Eine Markteinführung von mit Wasserstoff betriebenen Systemen wird bis 2030 erwartet.

Aufgrund vielfältiger Probleme insbesondere bei der Lebensdauer und den Herstellungskosten wird mit dem kommerziellen Einsatz von Beschichtungen ab 2030 und keramischen Materialien ab 2040 gerechnet.

Innovative Kraftwerkskonzepte bzw. hybride Systeme im Bereich des Gasmotors oder der Gasturbine befinden sich zwischen der Technologieentwicklung und der Demonstration. Eine erste Markteinführung solcher Systeme wird für 2030 erwartet.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Technologiefeldern

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

a. Zündverfahren	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
b. Zweistufige Aufladung	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
c. Brennstoffflexibilität	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
d. Beschichtungen & Keramik	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
e. Innovative Kraftwerkskonzepte	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Abgesehen von dem Corona-Zündsystem der Firma Federal Mogul befinden sich die neuen Konzepte der Zündtechnologien wie der Laserzündung nach wie vor schwerpunktmäßig in der Demonstration von Prototypen.

Der Einsatz von Wasserstoff konnte in einem angepassten Gasmotor bereits demonstriert werden⁷. Die Modulanpassungen basierten hierbei auf einer äußeren optimierten Gemischbildung mit Port Injection für Gase mit niedriger Methanzahl sowie auf einer Modifikation der Ansaugdrücke (TRL-Level 8). Im Bereich der Mikrogasturbinen konnte die Nutzung von Holzgas (Zornek et al. 2015: 276-284) (TRL-Level 7) und die Verwertung von energetisch nutzbarer Industrieabluft (VOCs) (Schwärzle et al. 2015) (TRL-Level 4) sowie der Nutzung von heißem, niederkalorischem Abgas von Feststoffoxid-Brennstoffzellen (SOFC) für den Einsatz in Hybridkraftwerken

⁷

http://www.2-g.de/module/dateidownload/2012_12_07_wasserstofftankstelle.pdf

(Bücheler et al. 2017) (TRL-Level 4) in den vergangenen Jahren erfolgreich demonstriert werden. Der erfolgreiche Betrieb von reinem Wasserstoff und Erdgas wurde bislang in einem generischen Einzeldüsenbrenner demonstriert (Lammel et al. 2012) (TRL-Level 3). Der Einsatz eines Brennkammersystems für Wasserstoff in Mikrogasturbinen steht noch aus.

Der Funktionsnachweis von Beschichtungen oder keramischen Komponenten konnte bislang nur mit unzureichender Lebensdauer in Demonstratoren im Labor erbracht werden (TRL-Level 3 & 4). Insbesondere im Bereich der keramischen Werkstoffe sind erhebliche Aufwände in der Grundlagen- sowie in der Technologienentwicklung nötig. So liegt eine der Herausforderungen in der Verbindung zwischen keramischen Materialien und metallischen Legierungen aufgrund unterschiedlicher Werkstoffeigenschaften. Zusätzlich müssen Beschichtungen gegen Korrosion und Oxidation entwickelt werden.

Innovative Kraftwerkskonzepte im Bereich des Gasmotors oder der Gasturbine befinden sich zwischen der Technologieentwicklung und der Demonstration. Der Funktionsnachweis der thermochemischen Rekuperation konnte bisher nur im Labor erbracht werden (TRL-Level 3). Hierbei konnte eine Erhöhung des Heizwertes um 4,8 – 5,5 % bei Abgastemperaturen von 560 °C und somit eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades (Spitta et al. 2015) erreicht werden. Im Bereich der hybriden Gasturbinenkraftwerke konnten erste Demonstrationskraftwerke bereits erfolgreich in Betrieb genommen werden. Ein Demonstrationskraftwerk des MGT/SOFC Hybridkraftwerks der Firma Mitsubishi Hitachi Power Systems wird seit Jahren an der Universität Kyushu in Japan getestet. In Deutschland bzw. in Europa selbst sind bislang keine MGT/SOFC Demonstrationsanlagen in Betrieb genommen worden. Hier befindet sich die Technologie aktuell zwischen dem TRL-Level 3 und TRL-Level 4. Ein Funktionsnachweis eines real gekoppelten Demonstrators in Laborumgebung wird gegen Ende des Jahrzehnts erwartet⁸. Im Bereich der solaren Gasturbine betreibt die Firma Aora Solar erste Demonstrationsanlagen auf Basis der Mikrogasturbine der Firma Ansaldo Energia (AET100) in Israel und Spanien (TRL-Level 7). Aktuelle Entwicklungsarbeiten beschäftigen sich auch mit kleineren Anlagensystemen mit bis zu 30 kW elektrischer Leistung (Lanchi et al. 2015). Eine Demonstration des HAT Anlagenkonzepts in Laborumgebung (TRL-Level 4) zeigte auf Basis der Mikrogasturbine Turbec T100 eine Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads um 4,8 % (De Paepe et al. 2015).

Die unterschiedlichen Entwicklungsstadien im Bereich der Gasmotortechnologie sowie der Mikrogasturbinentechnologie werden im Folgenden getrennt dargestellt.

⁸<http://www.bio-hypp.eu/>

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Gasmotor

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Grundlagenforschung							
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung							
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

(a) = Zündverfahren, (b) = Zweistufige Aufladung, (c) = Brennstoffflexibilität, (d) = Beschichtung & Keramik, (e) = Innovative Kraftwerkskonzepte

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Mikrogasturbine

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	(b)	(c)	(d)	(e)
Grundlagenforschung						
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung						
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

(b) = Zweistufige Aufladung, (c) = Brennstoffflexibilität, (d) = Beschichtung & Keramik, (e) = Innovative Kraftwerkskonzepte

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko

Das technische Entwicklungsrisiko kann von den aktuellen Entwicklungsstadien der einzelnen Technologiefelder abgeleitet werden.

Das wirtschaftliche Risiko der Zündsysteme wird aufgrund der aktuell nach wie vor hohen Kosten im Vergleich zu bestehenden als auch möglichen optimierten konventionellen Zündkerzen als hoch eingestuft.

Das wirtschaftliche Risiko durch den Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen wird aufgrund der ungewissen wirtschaftlichen als auch politischen Randbedingungen als hoch eingestuft. Insbesondere der Einsatz von Wasserstoff hängt von den zukünftigen technischen und politischen Möglichkeiten und Potenzialen ab, durch Überschussstrom erzeugte Brennstoffe als chemischen Speicher für die Rückverstromung in KWK-Anlagen zu nutzen.

Der Entwicklungsaufwand sowie die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen im Bereich der Beschichtungen und Keramik werden als sehr ambitioniert betrachtet. Das Risiko wird hierbei als sehr hoch eingestuft.

Die Risiken innovativer Kraftwerksysteme müssen differenziert betrachtet werden. Hierbei werden die technischen und wirtschaftlichen Risiken einer Mikrogasturbine mit zwei radialen Verdichter- und Turbinenstufen, Zwischenkühlung und Rekuperation und erhöhter Turbineneintrittstemperatur als eher hoch (technisch) und hoch (wirtschaftlich) eingestuft. Das Risiko hybrider Systeme wird aufgrund fehlender Erfahrung, der technischen Komplexität und der Kosten als hoch (technisch) bis sehr hoch (wirtschaftlich) bewertet.

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der jeweiligen Technologie

	sehr gering	Gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Technologie (a)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologie (b)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologie (c)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologie (d)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Technologie (e)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Für die Abgasnachbehandlung der Gasmotoren werden katalytisch aktive Edelmetalle benötigt. Hierzu zählen insbesondere die kritischen Rohstoffe der sogenannten „Platingruppenmetalle“ Platin, Rhodium, Palladium sowie Vanadium und Wolfram. Die Edelmetalle können in einem Recyclingprozess zurückgewonnen werden. Darüber hinaus befinden sich Ersatzstoffe aus günstigeren Werkstoffen, wie z. B. Polyoxometallate, für Platin in der Entwicklung.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Die folgende Analyse des nationalen Marktpotenzials von BHKW Anlagen mit einer elektrischen Leistung von kleiner 10 MW im Bereich der Industriellen BHKW-Anlagen sowie der Objektversorgung und der Nah- und Fernwärme basiert auf zwei Studien von IFAM, prognos, IREES und BHKW-Consult (2014) und DLR et al. (2012).

Die Studie „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung“ (IFAM, prognos, IREES und BHKW-Consult 2014) hat auf Basis der Verbräuche von 2012 den aktuellen und zukünftigen Bedarf im Bereich der Objektversorgung und der Prozesswärme bis 300 °C in der Industrie in Bezug auf das KWK-Potenzial analysiert.

Laut dieser Studie werden in der Industrie im Prozesswärmebereich bis 300 °C und der Raumwärme derzeit ca. 40 % des Wärmebedarfs bereits durch KWK Anlagen gedeckt. Führende Bereiche sind hierbei die Grundstoffchemie als auch die Zellstoff- und Papierindustrie.

Um den Bedarf der verschiedenen benötigten Leistungsklassen abschätzen zu können, erfolgte die Aufteilung in die drei Unternehmergrößenklassen „klein“, „mittel“ und „groß“. Für das Potenzial der BHKWs kommen insbesondere die kleinen und mittleren Unternehmen im Bereich der Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze in Frage. Laut der Studie besteht hierbei ein betriebswirtschaftliches Potenzial von ca. 14,5 TWh (2020) bis zu 17,3 TWh im Jahr 2050.

Das betriebswirtschaftliche Potenzial im Bereich der Objekt-KWK, die vollständig dem BHKW Bereich zuzurechnen ist, beträgt konstant 14 TWh, während das Potenzial bei der leitungsgebundenen KWK unter Annahme eines Anschlussgrades von 90 % bei bis zu 113 TWh (2020–2050) liegt. Allerdings wird in der Studie bei der leitungsgebundenen Strom- und Wärmeerzeugung keine Angabe zur Erzeugungsstruktur (Anteil der Stromerzeugung durch Heizkraftwerke und BHKWs) gegeben, sodass sich hier kein direktes Potenzial der Stromerzeugung durch BHKWs ableiten lässt.

Auf Basis eines Vergleichs mit einem Szenario DE_80 % unter Berücksichtigung eines stündlich aufgelösten Wärme- und Strombedarfs wurde abhängig der Höhe des unterstellten Ausbaus des Fernwärmenetzes ein maximal nutzbares KWK Stromerzeugungspotenzial von 140 TWh im Jahr 2030 und 107 TWh im Jahr 2050 ermittelt.

Die Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (Szenario 2011 A, Szenario THG95) bestätigt weitgehend, mit Ausnahme des Jahres 2020, das BHKW-Potenzial der erstgenannten Studie in der Industrie. Generell wird angenommen, dass Erdgas als Brennstoff zunehmend durch gasförmige biogene Brennstoffe ersetzt wird. Die Stromproduktion durch BHKWs aus Biogas und Biomethan wird aus der Stromerzeugung der Biomasse (nach DLR et al. 2012) abgeschätzt und beträgt ca. 50 % der Biomasse im Bereich der Industrie-KWK sowie der

„Nahwärme-KWK“⁹. Zusätzlich wird im Jahr 2050 mit erneuerbarem Überschussstrom erzeugter Wasserstoff zur Rückverstromung in BHKWs genutzt. Im Bereich der „Nahwärme-KWK“, bzw. der Objekt-KWK wird laut dieser Studie eine Stromerzeugung von 28,3 TWh im Jahr 2020 erwartet. Dieser Wert bleibt zunächst konstant und sinkt vom Jahr 2040 an bis zu 24,5 TWh im Jahr 2050.

Somit ergibt sich für das Szenario DE_80 % als Summe der minimalen Stromerzeugung im Bereich der Nahwärme- und Objekt-BHKW-Anlagen sowie der Industrie-BHKW-Potenziale eine Stromerzeugung von 38,3 TWh (2020) bis 40,4 TWh (2050).

Unter der Annahme einer ähnlichen Verteilung zwischen von BHKW dominierten Nahwärmesystemen und der durch HKW dominierten Fernwärmesysteme (nach DLR et al. 2012), ergibt sich laut der Studie „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung“ ein maximales Stromerzeugungspotenzial der BHKWs in der leitungsgebundenen Strom- und Wärmeerzeugung von 48,5 TWh (2030) bzw. 30,5 TWh (2050). Zusammen mit der Objekt-KWK und des etwas höher geschätzten Industrie-KWK-Potenzials kann von einer maximalen Stromerzeugung von 78,9 TWh (2030), bzw. 61,8 TWh (2050) ausgegangen werden. Voraussetzung ist hierfür, dass BHKW Anlagen vollständig flexibel betrieben werden können.

Tab. 4-1 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld BHKW (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	TWh / GW		TWh / GW	
	Min	Max	Min	Max
2020	38,3 / 7,2		38,3 / 7,2	
2030	42,9 / 8,5	78,9 / 15,6	42,9 / 8,5	78,9 / 12,5
2040	42,5 / 8,55		43,5 / 8,55	
2050	40,4 / 8,2	61,8 / 12,5	43,5 / 8,2	61,8 / 12,5

Im Szenario DE_80 % steigt der Anteil der Stromerzeugung der BHKWs an dem gesamten durch KWK-Anlagen erzeugten Strom im Jahr 2020 von ca. 27,4 % auf 31 % (2030) und 32,89 % bis auf 34 %, bezogen auf den Minimalwert der angenommenen Stromerzeugung. Im Vergleich zu den aktuellen Werten der Stromerzeugung bedeutet dies eine moderate Steigerung des Anteils der durch BHKWs erzeugten Strommenge.

Für das Szenario DE_95 % wird angenommen, dass im Bereich der KWK vor allem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien den Einsatz von Erdgas reduziert. Unter der Annahme, dass dieser vor allem im Industrie-, sowie im Nahwärmebereich / Objekt-

⁹ Allerdings sehen neuere Studien (z. B. Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) aufgrund ökologischer Fragestellungen eine deutliche Abnahme der Nutzung von Energiepflanzen für die Stromerzeugung

versorgung in BHKWs zur Rückverstromung eingesetzt wird, erhöht sich für 2040 und 2050 die durch BHKW erzeugte Strommenge leicht auf 43,5 TWh (DLR et al. 2012).

Die installierte Leistung steigt laut DLR et al. (2012) für die minimale Stromerzeugung im Szenarienbereich DE_80 % und DE_95 % von ca. 7,2 GW im Jahre 2020 auf 8,5 im Jahr 2030 und bleibt anschließend konstant bzw. reduziert sich leicht auf 8,2 GW im Jahre 2050. Die mittleren Volllaststunden der BHKWs sinken im Szenarienbereich DE_80 % kontinuierlich von 5.319 h im Jahr 2020 auf 4.927 h im Jahr 2050. Im Szenarienbereich DE_95 % steigen unter der Annahme gleichbleibender installierter Leistung in Bezug zum Szenarienbereich DE_80 % die mittleren Volllaststunden aufgrund der höheren erzeugten Strommenge im Jahr 2040 auf 5.088 h und im Jahr 2050 auf 5.305 h.

Die mittlere jährliche Wachstumsrate der Gasmotoren- und Mikrogasturbinentechnologie beträgt im Zeitraum 2014–2030 zwischen 3,5 % und 7,5 % und bezogen auf den Zeitraum 2014–2050 1,4–2,6 %.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Das zukünftige internationale Marktpotenzial der Strom- und Wärmeerzeugung durch KWK-Anlagen wird von verschiedenen Marktanalysen als überaus positiv betrachtet. Hintergrund sind hierbei insbesondere die steigenden Energiekosten und die Anstrengungen als auch Bestimmungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. Weltweit wird hierbei mit einem Anstieg der mittleren jährlichen Wachstumsrate (CAGR) von 2,8 % (Global Data 2016) bis 4,38 % (Transparency Market Research 2016) bis 2024/2025 gerechnet. Bezogen auf den Umsatz dominierte im Jahr 2014 der Anteil der großen KWK-Anlagen. Im gesamten KWK-Markt erreichte dieser einen Marktanteil von 85,7 %. In Zukunft wird damit gerechnet, dass der Anteil der kleinen und mittleren KWK-Anlagen, der klassischen BHKWs, deutlich stärker zulegen wird. Dies liegt auch, laut Navigant research (Feldman 2015), an der deutlichen Steigerung der Anzahl von Objekt-KWK-Anlagen. Quantitative Aussagen zu dem internationalen Marktpotenzial von BHKWs und möglicher Bandbreiten unter Berücksichtigung von Zukunftsszenarien kann aufgrund der fehlenden Daten und Studien nicht angegeben werden.

Zu den aktuell größeren Märkten zählen die EU, USA und der asiatisch-pazifische Raum, insbesondere Japan.

EU

In Europa produzieren Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit ca. 112 GW installierter Leistung aktuell 15 % des Wärmebedarfs und 11 % des Strombedarfs. Zukünftig steigt die Stromerzeugung in der EU von 3.251 TWh (2015)¹⁰ auf über 4.063 TWh im Jahr 2050. Der Anteil des von KWK-Anlagen erzeugten Stroms sinkt zunächst auf 10,2 % (2020) und steigt anschließend auf 11,8 % (2030) und auf 13,1 % im Jahr 2050 (Europäische Kommission, 2016). Unter der Annahme einer ähnlichen Vertei-

¹⁰

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Net_electricity_generation,_1990 %E2 %80 %932014_\(thousand_GWh\)_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Net_electricity_generation,_1990 %E2 %80 %932014_(thousand_GWh)_YB16.png)

lung der zentralen KWK und dezentralen BHKW Anlagen – in Bezug zur nationalen Verteilung - kann von einer Steigerung der Stromerzeugung durch BHKWs von 94 TWh im Jahr 2020 auf 129 TWh (2030), 158 TWh (2040) auf 181 TWh im Jahre 2050 ausgegangen werden. Unter der Annahme ähnlicher Vollbetriebsstunden zwischen Deutschland und Europa ergibt sich eine mögliche installierte Leistung von 20 GW im Jahre 2020, 25,5 GW im Jahre 2030, 31,6 GW im Jahre 2040 und 36,7 GW im Jahre 2050.

USA

In den USA waren 2014 83,3 GW KWK-Anlagenleistung installiert (U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership 2015), die 8 % der gesamten installierten Leistung darstellen und 12 % der Stromerzeugung. Davon waren ca. 3 % der installierten Leistung, oder ca. 2,35 GW, Gasmotoren- und Mikrogasturbinen-BHKWs. Das technische Potenzial von BHKW-Anlagen, insbesondere in der Industrie, der Objektversorgung und der Nahwärmeversorgung mit einer elektrische Anlagenleistung von < 5 MW beläuft sich auf 64,5 GW.

Japan

Japan verfügte Ende März 2016¹¹ über 10,3 GW installierter KWK-Leistung. Hierbei können über 6,2 GW installierter Leistung den BHKW-Technologien Gasmotor, Dieselmotor und Mikrogasturbine zugeordnet werden. Im Gegensatz zu Deutschland spielt Öl als Brennstoff mit einem Anteil von 30 % nach wie vor eine bedeutende Rolle. Der Anteil von KWK-Anlagen in Japan soll zukünftig von 3 % im Jahre 2010 auf 15 % im Jahre 2030 ansteigen. Dies würde zu einer Erhöhung der Stromproduktion auf 150 TWh bei einer installierten Leistung von 22 GW führen¹². Unter der Annahme, dass das Verhältnis der BHKW-Anlagenleistung zu großen HKW-Anlagen gleich bleibt, kann von einer BHKW-Leistung von 13,2 GW im Jahr 2030 ausgegangen werden.

Mikrogasturbinen (weltweit)

Im Bereich der Mikrogasturbinen wird laut Navigant research angenommen, dass der weltweite Umsatz der jährlich installierten Anlagen im Jahr 2020 über einer Milliarde Dollar liegen wird und soll 2024 einen Umsatz von über 2,8 Mrd. \$ erreichen (Navigant Research 2015). Hierbei soll 2024 eine Leistung von insgesamt ca. 4 GW an Mikrogasturbinen installiert sein.

¹¹ https://www.ace.or.jp/web/en/currentstate/currentstate_0060.html, abgerufen am 12.04.2017

¹² <https://www.iea.org/media/workshops/2013/chp/SeitaShimizu.pdf>, Shimizu, S., CHP Market & Policy Movement in Japan, Japan Gas Association

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Gasmotoren

Aufgrund der hohen Entwicklungsreife der Gasmotortechnologie sind weitere Steigerungen, insbesondere des elektrischen Wirkungsgrades, nur noch in sehr begrenztem Maße möglich. Abhängig von der Systemgröße wird ein Steigerungspotenzial, insbesondere für die kleinen und mittleren Gasmotor-BHKWs, von bis zu 10 % erwartet. Eine Steigerung des Gesamtwirkungsgrad wird aktuell auf ca. 6-7 % geschätzt. Für einen Gasmotor mit 500 kW elektrischer Leistung bedeutet dies eine Steigerung der Vollast-Wirkungsgrade von derzeit ca. 41 % auf 45 % elektrisch und von ca. 42 % auf über 44 % thermisch im Jahr 2050. Aufgrund der gestiegenen Wirkungsgrade reduziert sich die CO₂-Erzeugung technologiebedingt beim Einsatz von Erdgas um 4,3 % im Jahre 2030 bis zu 8,3 % im Jahre 2050.

In Bezug auf den heutigen dominanten Einsatz von Gasmotoren im BHKW-Bereich kann bei der vollständigen Nutzung der Wärme durch die technologiebedingte Steigerung des Wirkungsgrades beim Einsatz von Erdgas von einer Einsparung im Szenario DE_80 % von minimal 0,53 Mio. t CO₂ im Jahre 2030 über 0,63 Mio. t CO₂ bis zu 0,52 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 ausgegangen werden. Dies berücksichtigt die angenommene sinkende Stromerzeugung durch Erdgas, was zu einer Reduktion der absoluten CO₂ Einsparungen von 2040 zu 2050 führt. Durch den steigenden Anteil der durch Biogas in BHKWs produzierten CO₂-neutralen Strommenge von 46 % (Stand 2014, Öko-Institut 2015) auf ca. 58 % im Jahre 2050 (siehe DLR et al. 2012)¹³ und die Rückverstromung von erneuerbarem Wasserstoff im Szenarienbereich DE_80 % sinkt der CO₂-Ausstoß. Dies führt im Vergleich zur Referenz zu einer weiteren absoluten CO₂-Einsparung von 3,84 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 und 8,46 Mio. t CO₂ im Jahr 2050.

Im Szenarienbereich DE_95 % reduzieren sich die technologiebedingten Einsparungen aufgrund des Rückgangs des Erdgasverbrauchs im Jahr 2040 auf 0,69 Mio. t CO₂ und im Jahr 2050 auf 0,76 Mio. t CO₂. Durch den erhöhten Einsatz von Wasserstoff steigt allerdings die CO₂-Einsparung aufgrund des Brennstoffwechsels auf 7,2 Mio. t CO₂ im Jahr 2040 und 12,4 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 im Vergleich zur Referenz.

¹³

Szenario 2011-A unter Berücksichtigung des Anteils von biogenen Gasen bei der Biomasse von 50 % im Bereich Objekt-KWK und Nahwärmebereich

Tab. 4-2 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Erdgas	Zusätzl. Einsparung durch Einsatz von Bio- gas & H ₂	Erdgas	Zusätzl. Einsparung durch Einsatz von Bio- gas & H ₂
2020		1,3		1,3
2030	0,53	3,8	0,54	3,8
2040	0,63	4,9	0,69	7,2
2050	0,52	8,5	0,76	12,4

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Mikrogasturbinen

Im Gegensatz zu Gasmotoren, die bereits einen hohen Entwicklungsreifegrad erreicht haben, sind bei Mikrogasturbinen in den kommenden Jahren deutliche Steigerungen des elektrischen Wirkungsgrads von über 33 % je nach Leistungsklasse zu erwarten. Für eine Mikrogasturbine mit einer elektrischen Leistung von beispielsweise 200 kW kann von einer Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades von derzeit 33 % auf 42 % im Jahr 2030 und bis zu 44 % im Jahr 2050 ausgegangen werden. Dies führt beim Betrieb mit Erdgas zu einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 21,4 % im Jahr 2030 und 25 % im Jahr 2050.

Im Vergleich zum Gasmotor fällt aufgrund des derzeit höheren elektrischen Wirkungsgrades der CO₂-Ausstoß der Gasmotoren im Vergleich zu den Mikrogasturbinen aktuell entsprechend geringer aus.

Durch die zu erwartenden höheren Wirkungsgradsteigerungen bei der Mikrogasturbine werden sich die elektrischen Wirkungsgrade zukünftig annähern. Je nach Leistungsklasse könnte der Wirkungsgrad der Mikrogasturbine den der Gasmotoren vor 2030 überschreiten und damit einen geringeren CO₂-Ausstoß pro erzeugter kWh Strom erreichen.

Da Gasmotoren die derzeit dominierende Technologie im Bereich der Blockheizkraftwerke darstellen, wird auf eine Betrachtung des absoluten CO₂-Ausstoßes sowie der absoluten Schadstoffemissionen verzichtet.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Da die Entwicklungen bzgl. der Schadstoffreduktion stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängen, erfolgt die Betrachtung der Entwicklung des Schadstoffausstoßes hier nur bis ins Jahr 2030. Aufgrund der anstehenden Novellierung der TA Luft ist zunächst von einem verminderten Schadstoffausstoß auszugehen. Da jedoch gleichzeitig der Strombedarf und der Wirkungsgrad steigen sowie die durch die TA Luft festgelegten Grenzwerte vom jeweils eingesetzten Brennstoff abhängig sind,

müssen auch diese Faktoren bei der Betrachtung der Schadstoffausstoßentwicklung berücksichtigt werden. Da für das Szenario der maximalen Stromerzeugung keine Zahlen bzgl. des über Biogas erzeugten Stroms vorhanden sind, beschränken sich die Abschätzungen der Schadstoffemissionen auf das Minimal-Szenario. Des Weiteren wird hier nur der Szenarienbereich DE_80 % aufgeführt, da sich die Szenarienbereiche DE_80 % und DE_95 % im Betrachtungszeitraum bis 2030 nicht unterscheiden.

Gasmotoren

Das Einsparungspotenzial an Schadstoffemissionen (Kohlenmonoxid, Stickoxid und Formaldehyd) wird im Folgenden exemplarisch für das oben genannte Gasmotor-BHKW mit 500 kW elektrischer Leistung aufgezeigt. Dabei wird von einem Betrieb bei einer typischen Luftzahl von 1,75, einem ausschließlichen Volllastbetrieb und damit von einem Wirkungsgrad von 41 % im Jahr 2020 bzw. von 42,9 % im Jahr 2030 ausgegangen. Zur Abschätzung wird angenommen, dass die bereits bestehenden BHKWs durch Nachrüstungen bis 2020 die Grenzwerte der novellierten TA Luft einhalten.

Dabei wird von einer Absenkung der Grenzwerte durch die Novellierung der TA Luft bei Kohlenmonoxid von 300 mg/Nm³ auf 200 mg/Nm³, bei Stickoxiden von 500 mg/Nm³ auf 100 mg/Nm³ und bei Formaldehyd von 60 mg/Nm³ auf 20 mg/Nm³ ausgegangen. Für Biogas als Brennstoff wird eine Absenkung der Kohlenmonoxid-Emissionen von 1000 mg/Nm³ auf 200 mg/Nm³ und bei Formaldehyd von 60 mg/Nm³ auf 20 mg/Nm³ angenommen. Der Grenzwert für die Stickoxidemissionen bleibt dabei unverändert bei 500 mg/Nm³. Diese Zahlenwerte wurden dem Entwurf vom September 2016¹⁴ entnommen. Die Einhaltung der strikteren Grenzwerte wird fast ausschließlich durch den Einsatz von Abgaskatalysatoren gewährleistet.

Aufgrund der Absenkung der Grenzwerte reduzieren sich die gesamten Kohlenmonoxidemissionen trotz des steigenden Strombedarfs im Vergleich zum Bezugsjahr um 57,3 % im Jahr 2020 und 50,2 % im Jahr 2030. Dies entspricht einer Einsparung von 29.111 Tonnen im Jahr 2020 und 25.477 Tonnen Kohlenmonoxid im Jahr 2030. Dabei entfallen im Jahr 2020 5.244 Tonnen auf Erdgas-BHKWs und 23.868 Tonnen auf mit Biogas betriebene BHKWs. Aufgrund des steigenden Einsatzes von Biogas als Brennstoff reduziert sich die Kohlenmonoxid-Einsparung bei den Biogas-BHKWs im Jahr 2030 auf 25.477 Tonnen pro Jahr, während für die Erdgas-BHKWs die Einsparung mit 5.711 Tonnen leicht gesteigert werden kann. Pro Kilowattstunde erzeugten Stroms werden im Jahr 2020 bei Erdgas-BHKWs 654 mg und bei Biogas-BHKWs 2298 mg eingespart. Ohne eine weitere Verschärfung der Emissionsvorschriften wird bis zum Jahr 2030 keine signifikante Erhöhung des Einsparungspotenzials realisiert werden können. Die Einsparung beträgt aufgrund der Wirkungsgradsteigerung 668 mg/kWh bzw. 2331 mg/kWh. Dies entspricht 2020 einer Einsparung von 66,7 % (Erdgas) bzw. 70,0 % (Biogas) und 2030 einer Einsparung von 68,1 % bei Erdgas und 71,3 % bei Biogas.

14

http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/taluft_entwurf_bf.pdf; Stand: 06.04.2017

Tab. 4-3 Einsparungspotenzial der Kohlenmonoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs

Kohlenmonoxid						
Szenarienbereich DE_80 % und DE_95 %						
	Erdgas		Biogas		Gesamt	
	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]
2020	5.244	39,8	23.868	63,5	29.111	57,3
2030	5.711	43,3	19.766	52,6	25.477	50,2

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Bei den Stickoxiden zeigt sich, dass die durch Erdgas-BHKWs verursachten Emissionen durch Einsparungen von 63,9 % im Jahr 2020 bzw. 66 % im Jahr 2030 zwar deutlich sinken, jedoch werden diese Einsparungen durch die NO_x-Emissionen der Biogas-BHKWs im Jahr 2030 nahezu ausgeglichen. Da in der TA Luft 2017 keine Absenkung des NO_x-Grenzwerts für mit Biogas betriebene Gasmotor-BHKWs geplant ist, erhöht sich deren Stickoxidausstoß aufgrund des gestiegenen Strombedarfs sowie des steigenden Anteils an Biogas an der dezentralen Stromerzeugung um 21,7 % im Jahr 2020 bzw. 58,1 % im Jahr 2030. Ohne eine Absenkung der Grenzwerte für Biogas führt dies zu einer Gesamtreduktion der NO_x-Emissionen von nur 24,4 % im Jahr 2020 bzw. 8,8 % im Jahr 2030.

Pro Kilowattstunde erzeugten Stroms werden 2020 beim Betrieb mit Erdgas 1.308 mg (entspricht 80,0 %) emittiert. Da der Grenzwert für die NO_x-Emissionen beim Betrieb mit Biogas nicht gesenkt wird und bis zum Jahr 2020 keine nennenswerte Wirkungsgradsteigerung zu erwarten ist, ergibt sich hier keine Einsparung. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich die Einsparung aufgrund der Wirkungsgradsteigerung minimal auf 80,9 % für den Betrieb mit Erdgas und auf 4,3 % für den Betrieb mit Biogas.

Tab. 4-4 Einsparungspotenzial der Stickoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs

Stickoxide						
Szenarienbereich DE_80 % & DE_95 %						
	Erdgas		Biogas		Gesamt	
	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]
2020	14.036	63,9	- 4.087	- 21,7	9.949	24,4
2030	14.503	66,0	- 10.923	- 58,1	3.580	8,8
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehremissionen)						
Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr. Minuswerte bedeuten zusätzliche Emissionen.						

Bei den aus einer unvollständigen Verbrennung resultierenden Formaldehyd-Emissionen kann bei den Erdgas-BHKWs von einer Reduktion um 39,8 % im Jahr 2020 bzw. 43,3 % im Jahr 2030 ausgegangen werden. Der durch Biogas-BHKWs verursachte Formaldehyd-Ausstoß sinkt dabei um 59,4 % im Jahr 2020 bzw. 47,3 % im Jahr 2030, was zu einer Gesamtreduktion von 48,8 % im Jahr 2020 bzw. 45,1 % im Jahr 2030 führt. Pro Kilowattstunde werden damit bei Erd- und Biogas-BHKWs im Jahr 2020 131 mg (entspricht 66,7 %) und im Jahr 2030 134 mg/kWh (entspricht 68,1 %) eingespart.

Tab. 4-5 Einsparungspotenzial der Formaldehyd-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs

Formaldehyd						
Szenarienbereich DE_80 % & DE_95 %						
	Erdgas		Biogas		Gesamt	
	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]
2020	1.049	39,8	1.341	59,4	2.389	48,8
2030	1.142	43,3	1.067	47,3	2.209	45,1

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Mikrogasturbinen

Die Kohlenmonoxid-Emissionen werden beim Marktführer Capstone derzeit mit 50 mg/Nm³ bei 15 vol.-% Restsauerstoff angegeben. Andere Hersteller liegen mit 19 mg/Nm³ bereits deutlich darunter. Daher wird diese Spanne als minimaler und maximaler Bezugswert bei der Abschätzung des Kohlenmonoxid-Reduktionspotenzials berücksichtigt. Mittelfristig kann technologiebedingt mit einer Absenkung des CO-Ausstoßes auf 12,5 mg/Nm³ gerechnet werden. Dies führt, in Abhängigkeit des aktuellen Minimal- bzw. Maximalwerts, zu einer Reduktion der Kohlenmonoxid-Emissionen um 7,4 – 64,8 % im Jahr 2020 und um 11,1–66,2 % im Jahr 2030. Pro Kilowattstunde erzeugten Stroms, werden brennstoffunabhängig 78 – 400 mg im Jahr 2020 bzw. 95–417 mg im Jahr 2030 eingespart. Dies entspricht einer Einsparung pro Kilowattstunde von 39,7 – 77,1 % im Jahr 2020. Bis 2030 kann die Einsparung auf 48,3 – 80,4 % gesteigert werden.

Tab. 4-6 Einsparungspotenzial der Kohlenmonoxid und Stickoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines MGT-BHKWs mit 200 kW_{el}

Andere Emissionen / Kilowattstunde Strom		
Szenarienbereich DE_80 % und DE_95 %		
Relativ [%]	Kohlenmonoxid	Stickoxid
2020	39,7 – 77,1	69,4
2030	48,3 – 80,4	79,8

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Aktuell beträgt der Stickoxidausstoß von Mikrogasturbinen ca. 30 mg/Nm³. Technologiebedingt ist mittelfristig mit einer Verringerung der Emissionen auf 10 mg/Nm³

zu rechnen. Damit lassen sich 2020 78 mg/kWh und 2030 95 mg/kWh Strom einsparen. Somit können die Stickoxidemissionen pro Kilowattstunde erzeugten Stroms um 69,4 % im Jahr 2020 bzw. 79,8 % im Jahr 2030 gesenkt werden.

Im Gegensatz zum Abgas von Gasmotoren enthält das Abgas von Gasturbinen kein Formaldehyd.

Vergleich Emissionen Gasmotor - Mikrogasturbine

Zur besseren Einschätzung der Emissionen der Gasmotor- sowie der Mikrogasturbinenteknologie werden im Folgenden die Abgasemissionen eines BHKWs mit Gasmotor und Mikrogasturbine mit je 200 kW elektrischer Leistung beispielhaft verglichen. Dabei werden typische Luftzahlen von $\lambda=6,1$ für die Mikrogasturbine und $\lambda=1,75$ für den Magermotor angenommen. Als Zahlenwert wird jeweils das Verhältnis von mg-Schadstoffemission der Mikrogasturbine zu mg-Schadstoffemission des Gasmotors pro Kilowattstunde erzeugten Stroms angegeben.

Damit betragen die Kohlenmonoxid-Emissionen der Mikrogasturbine für die Stromerzeugung mit Erdgas pro Kilowattstunde derzeit 20,1 – 52,9 % der Emissionen des Gasmotors. Unter Berücksichtigung der Senkung des Schadstoffausstoßes und der Wirkungsgradsteigerung beträgt der Schadstoffausstoß der Mikrogasturbine im Jahr 2030 ca. 32,5 % des CO-Ausstoßes des Gasmotors. Bei Biogas-BHKWs emittiert die Mikrogasturbine derzeit 6 – 15,9 % und im Jahr 2030 10,8 % der CO-Emissionen des Gasmotors.

Bei den Stickoxiden emittiert die Mikrogasturbine derzeit 19 % der Emissionen des Gasmotors. Bis ins Jahr 2030 wird dieser Wert für Erdgas auf 26 % ansteigen, da eine stärkere Senkung des Grenzwertes für Gasmotoren (auf 1/5 des derzeitigen Werts) als für Mikrogasturbinen (auf 1/3 des derzeitigen Werts) zu erwarten ist.

Für den Fall der Biogas-BHKWs werden die NO_x-Emissionen der Mikrogasturbinen im Jahr 2030 5,2 % der Gasmotor-Emissionen betragen, falls der Grenzwert der Gasmotoren für Biogas nicht weiter gesenkt wird.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Gasmotoren

Aus der Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads ergibt sich analog zu den Treibhausgasemissionseinsparungen bei der Gasmortortechnologie eine Primärenergieeinsparung in Höhe von 4,3 % im Jahr 2030 bis zu 8,3 % im Jahr 2050. Unter der Annahme, dass der hohe Anteil der Gasmotoren im BHKW-Bereich bestehen bleibt, kann im Jahr 2030 eine Einsparung von 16,2 – 29,8 PJ/a bis hin zu 29,3 – 44,8 PJ/a im Jahr 2050 für beide Szenarienbereiche DE_80 % und DE_95 % erreicht werden.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Wirkungsgradsteigerung eines Gasmotors in Deutschland im Vergleich zu heute

Einheit	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	%	PJ/a	%	PJ/a
2030	4,3	16,2 – 29,8	4,3	16,2 – 29,8
2040	5,7	21,1	5,7	21,6
2050	8,3	29,3 – 44,8	8,3	31,5 – 44,8

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Mikrogasturbinen

Aufgrund des hohen Steigerungspotenzials bei der Mikrogasturbinentechnologie von über 33 % bis 2050 kann mit einer Reduktion des Primärenergieeinsatzes von 21,4 % im Jahr 2030 und 25 % im Jahr 2050 gerechnet werden. Der absolute Primärenergieverbrauch der Strom- und Wärmeerzeugung durch die Mikrogasturbinentechnologie ist, insbesondere in Bezug auf die Stromerzeugung, aufgrund des geringeren Wirkungsgrades aktuell höher. Über die Jahre gleicht sich das Niveau des Wirkungsgrads und damit des Primärenergieverbrauchs der Mikrogasturbinen an das der Gasmotoren an.

Sollte sich das MGT/SOFC-Hybridkraftwerk als Technologie langfristig durchsetzen, würde sich die Primärenergieeinsparung nochmals erhöhen. Im Vergleich zum aktuellen Stand der Technik der Mikrogasturbinentechnologie kann der Primärenergieeinsatz im Jahr 2030 um 45 % und im Jahr 2050 um über 49 % reduziert werden.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Die Berechnung der Stromgestehungskosten wurde auf Basis der Preisentwicklung des Brennstoffes Erdgas durchgeführt. Die Stromgestehungskosten berücksichtigen die

- Investitionskosten
- Fixe & variable Betriebskosten
- Brennstoffkosten
- Gutschrift für die erzeugte Wärmemenge

Die Investitionskosten beinhalten sowohl die Kosten des BHKW-Moduls als auch die Kosten, die für die Installation und den Aufbau der gesamten BHKW-Anlage benötigt werden. Die Abschreibung erfolgte über die Lebensdauer der BHKWs, die mit der heute üblichen Laufzeit von 80.000 Volllaststunden angenommen wurde. Hierbei wurde unterstellt, dass diese bis 2050 konstant bleiben. Der Amortisationszeitraum in Jahren wurde mit Hilfe der Volllaststunden bestimmt, die auf Basis der „minimal“-Prognose der Stromerzeugung durch BHKWs mit Erdgas und der installierten Leistung der mit Erdgas betriebenen BHKWs erwartet werden. Hierbei wurde

der Amortisationszeitraum auf maximal 20 Jahre begrenzt. Dies trifft insbesondere auf das Jahr 2050 zu, in denen die Amortisationszeit aufgrund der Lebensdauer mehr als 20 Jahre betragen würde.

Die Betriebskosten beinhalten die Inspektion, Wartung und Instandsetzung der Verschleißteile. Zusätzlich wurde die Generalüberholung, die mit 20 % der Instandhaltungskosten angenommen wurde, mit eingerechnet.

Die im Folgenden verwendeten Ausgangswerte für die Modulkosten und Betriebskosten des aktuellen Stands der Technik entsprechen bekannten Daten aus der Literatur (BHKW-Kenndaten 2014/2015; IFAM, prognos, IREES, BHKW-Consult 2014; U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership 2015).

Die Brennstoffkosten für Erdgas entsprechen den Werten des Aktuelle-Maßnahme-Szenarios (AMS) mit einem Anstieg von 2,74 ct/kWh im Jahr 2012, 2,92 ct/kWh im Jahre 2020, 3,38 ct/kWh im Jahr 2030, 4,1 ct/kWh im Jahr 2040 über bis zu 5,0 ct/kWh im Jahre 2050.

Die Wärmeerlöse wurden als Einsparung der für die Wärmeerzeugung benötigten Brennstoffmenge in einem Gasbrennwertkessel mit einem über den Zeitraum konstanten thermischen Wirkungsgrad von 92 % berücksichtigt.

Für die Bestimmung der direkten und indirekten Kostenersparnis bzw. Kostenerrhöhung werden zusätzlich die vermiedenen CO₂-Kosten auf Basis der Zertifikatspreise für die Szenarienbereiche KS 80 und KS 90 des Klimaschutzszenarios 2050 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) verwendet.

Gasmotoren

Durch die hohe technische Herstellungsreife der Technologie sowie der teilweise bereits eingesetzten Vormontierung von Anlagenmodulen werden die Investitionskosten sowie die Instandhaltungskosten zukünftig nur eine moderate Reduktionen erfahren. Dies wird insbesondere durch die zukünftige Erhöhung der Kosten durch effizientere Schadstoffemissionsreduktionsmaßnahmen erschwert. Bei den aktuell diskutierten zukünftigen Anforderungen der Novellierung der TA Luft¹⁵ kann von einer Steigerung der Investitionskosten und der variablen Betriebskosten in Höhe von 10 % ausgegangen werden. Diese werden in den Kosten ab 2020 einmalig mit berücksichtigt. Eine Abschätzung möglicher späterer Kosten durch eine weitere zukünftige Verschärfung der Emissionsvorschriften ist nicht möglich. Die fixen Betriebskosten pro installierter elektrischer Leistung und Jahr werden über den Zeitraum als konstant angesehen. Beispielhaft für den großen Leistungsbereich wurden im Folgenden die Stromgestehungskosten von Gasmotor-BHKWs mit 200 und 500 kW elektrischer Leistung berechnet.

15

TA Luft, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/taluft_entwurf_bf.pdf

Tab. 4-8 Techno-ökonomische Kenndaten Gasmotor (Erdgas), Leistungsbereich 200 – 500 kW_{el}

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	37 – 41	37 – 41	38,6 – 42,8	39,2 – 43,5	40 – 44,7
Gesamtwirkungsgrad	%	83 – 85	83 – 85	85,9 – 88	87,1 – 89,2	89 – 91
Volllaststunden DE_80 %	h	3.448	5.063	4.979	4.886	3.543
Lebensdauer	h	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	1.245 – 1.430	1.370 – 1.580	1.307 – 1.500	1.245 – 1.430	1.180 – 1.360
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,013 – 0,017	0,0145 – 0,0187	0,0135 – 0,018	0,013 – 0,017	0,012 – 0,016
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el} /a	15 – 20	15 – 20	15 – 20	15 – 20	15 – 20
Stromgestehungskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,080 – 0,088	0,079 – 0,087	0,081 – 0,088	0,087 – 0,094	0,099 – 0,106
Vermiedene CO ₂ -Zertifikatskosten	ct ₂₀₁₅ /kWh			0,11 – 0,21	0,26 – 0,46	0,55 – 0,94

Quelle: Verfügbare Angaben verschiedener Hersteller sowie BHKW Kenndaten aus BHKW-Kenndaten (2014/2015), U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015), eigene Abschätzung sowie Berechnung für den Brennstoff Erdgas

Durch die moderaten Reduktionspotenziale der Investitionskosten sowie der Betriebskosten werden die zukünftigen Stromgestehungskosten maßgeblich durch den Brennstoffpreis bestimmt. Aufgrund der höheren Volllaststunden verändern sich die Stromgestehungskosten im Jahr 2020 und 2030 im Vergleich zu heute trotz erhöhter Kosten der Emissionsminderung zunächst nicht. Aufgrund der höheren Brennstoffkosten sowie der geringeren Volllaststunden steigen die Stromgestehungskosten im Jahr 2040 auf 8,7 – 9,4 ct/kWh und auf 9,9 – 10,6 ct/kWh im Jahr 2050.

Aufgrund der höheren Wirkungsgrade können zukünftig im Vergleich zum heutigen Stand der Technik die Kosten für die benötigten CO₂-Zertifikate reduziert werden. Pro kWh erzeugten Stroms kann hierbei im Szenarienbereich DE_80 % beim Gasmotor mit 200 bzw. 500 kW elektrischer Leistung im Jahr 2030 0,11 ct bzw. 0,12 ct, im Jahr 2040 0,26 ct bzw. 0,28 ct und im Jahr 2050 0,55 ct bzw. 0,6 ct eingespart werden. Im Szenarienbereich DE_95 % belaufen sich die Einsparungen im Jahr 2030 auf 0,19 ct/kWh bzw. 0,21 ct/kWh, im Jahr 2040 auf 0,41 ct/kWh bzw. 0,46 ct/kWh und im Jahr 2050 auf 0,85 ct/kWh bzw. 0,94 ct/kWh.

Da die vermiedenen CO₂-Kosten den Anstieg der Stromgestehungskosten nicht ausgleichen können, entstehen ab 2040 Mehrkosten.

Unter dem Gesichtspunkt der aktuell vorherrschenden Gasmotortechnologie im BHKW-Bereich kann für die durch alle BHKWs erzeugte Strommenge auf Basis des Gasmotors mit 500 kW elektrischer Leistung im Szenarienbereich DE_80 % von Einsparungen von 0,013 bis 0,025 Mrd. €/a im Jahre 2030 und von Mehrkosten in Höhe von 0,53 Mrd. €/a bis 0,81 Mrd. €/a ausgegangen werden. Im Szenarienbe-

reich DE_95 % belaufen sich die Einsparungen im Jahr 2030 auf 0,048 bis 0,089 Mrd. €/a und die Mehrkosten im Jahr 2050 auf 1,16 bis 1,64 Mrd. €/a.

Tab. 4-9 **Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale und Mehrkosten (Minuswerte) durch Technologiefeld Gasmotor mit 500 kW elektrischer Leistung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)**

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich	Szenarienbereich
	DE_80 %	DE_95 %
2020	0,032	0,032
2030	0,013 – 0,025	0,048 – 0,89
2040	- 0,19	- 0,21
2050	- 0,53 – - 0,81	- 1,16 – - 1,64

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)

Mikrogasturbinen

Im Gegensatz zu Gasmotoren sind bei Mikrogasturbinen zukünftig deutliche Steigerungen des elektrischen Wirkungsgrads und eine Reduzierung der Investitionskosten zu erwarten. Allerdings liegen die aktuellen Investitionskosten deutlich über den Kosten der Gasmotortechnologie gleicher Leistung und werden sich diesen bis 2050 angleichen.

Im Folgenden werden beispielhaft die Stromgestehungskosten einer Mikrogasturbine sowie eines MGT/SOFC-Hybridkraftwerks mit 100 bis 200 kW elektrischer Leistung berechnet. Beim Hybridkraftwerk wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten der Kopplung der Mikrogasturbine mit der Hochtemperaturbrennstoffzelle sowie die Brennstoffzelle selber auf selben Kostenniveau pro installierter Leistung der Mikrogasturbine liegen. Die Markteinführung des Hybridkraftwerks wird für das Jahr 2030 angesetzt. Weiterhin wurde angenommen, dass die fixen Betriebskosten über die Jahre konstant bleiben und vergleichbar mit dem Gasmotor gleicher Leistung sind. Die variablen Betriebskosten der Mikrogasturbinen sind im Vergleich zu Gasmotor-BHKWs bei gleicher Leistung technologiebedingt geringer. So sind die Stromgestehungskosten der Mikrogasturbinentechnologie überwiegend von der Reduktion der Investitions- und Instandhaltungskosten abhängig. Dadurch sinken die Stromgestehungskosten einer Mikrogasturbine mit 200 kW elektrischer Leistung von aktuell 10,5 ct/kWh auf 8,4 ct/kWh im Jahr 2030 und steigen anschließend auf 9,8 ct/kWh im Jahr 2050. Aufgrund der geringeren Brennstoffkosten können beim Hybridkraftwerk bei ansonsten ähnlichen Bedingungen geringere Stromgestehungskosten erreicht werden. So liegen diese mit 8,2 ct/kWh im Jahr 2030 und 9,7 ct/kWh leicht unterhalb der Kosten der Mikrogasturbine.

Tab. 4-10 Techno-ökonomische Kenndaten Mikrogasturbine (Erdgas), Leistungsbereich 100 - 200 kW_{el}

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	30 – 33	33 - 36	42 / 60*	44 / 65*	44 / 65*
Gesamtwirkungsgrad	%	80 – 81	82 - 84	88 / 90*	91 / 92*	91 / 92*
Volllaststunden DE_80 %	h	3.448	5.063	4.979	4.886	3.543
Lebensdauer	h	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	2.250 – 2.600	2.100 – 2.450	1.800	1.580	1.400
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,012	0,01	0,009	0,009	0,008
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el} /a	20	20	20	20	20
Stromgestehungskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,105 – 0,113	0,089 – 0,108	0,084 / 0,082*	0,086 / 0,085*	0,098 / 0,097*
Vermiedene CO ₂ -Zertifikatskosten	ct ₂₀₁₅ /kWh		0,12–0,16	0,68 – 1,2 / 1,4 – 2,5*	1,4 – 2,2 / 2,8 – 4,4*	2,1 – 3,2 / 4,1 – 6,3*

* Hybridkraftwerk bestehend aus der Kopplung von Mikrogasturbine und Hochtemperaturbrennstoffzelle

Quelle: Verfügbare Angaben verschiedener Hersteller sowie BHKW Kenndaten aus U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015), eigene Abschätzung sowie Berechnung für den Brennstoff Erdgas

Aufgrund der steigenden Wirkungsgrade fällt die Kostenreduktion der benötigten CO₂-Zertifikate im Vergleich zum aktuellen Stand der Technik deutlicher aus als bei der Gasmotorenteknologie. Diese belaufen sich im Szenarienbereich DE_80 % bei der Mikrogasturbine bzw. beim Hybridkraftwerk mit 200 kW elektrischer Leistung im Jahr 2030 auf 0,68 bzw. 1,4 ct/kWh und steigen auf 2 bzw. 4 ct/kWh im Jahr 2050. Im Szenarienbereich DE_95 % ist eine weitere Reduktion der Kosten von 1,2 bzw. 2,5 ct/kWh im Jahre 2030 bis zu 3,2 bzw. 6,3 ct/kWh zu erwarten.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Der nationale BHKW-Absatzmarkt beträgt nach Angaben in Deutschland tätiger Hersteller seit 2011 zwischen ca. 1.900 und 2.250 MW_{el} (Energie & Management 2016). Der fossile Markt schwankt seit 2011 zwischen 439 und 566 MW_{el}. Hinzu kommen die biogenen BHKWs, die im selben Zeitraum insbesondere aufgrund politischer Rahmenbedingungen starke Schwankungen zwischen 237 und 847 MW_{el} erfahren haben. Der fossile und biogene nationale Zubau nach Abzug der Ersatzanlagen betrug in den letzten Jahren zwischen 250 und 500 MW_{el}. Der Export stieg von 996 auf 1295 MW_{el} im Jahr 2013 und liegt seitdem zwischen 1200 und 1300 MW_{el}. Während die Absatzzahlen von BHKWs mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW in den letzten Jahren relativ konstant geblieben sind, konnten insbesondere die BHKWs zwischen 50 kW und 1 MW eine deutliche Steigerung verbuchen.

Der BHKW Bestand wird sich im Szenarienbereich DE_80 % als auch im Szenarienbereich DE_95 % bis zum Jahr 2030 auf 8,5 GW elektrischer Leistung erhöhen und an-

schließlich bis zum Jahr 2050 leicht abfallen. Dies bedeutet, dass der durchschnittliche Nettozubau in der Größenordnung der vergangenen Jahre liegen wird. Unter der Annahme, dass die Ersatzanlagen in den nächsten Jahren aufgrund des Anstiegs der Gesamtanzahl langsam ansteigen, kann zukünftig konservativ von ähnlichen jährlichen inländischen Absatzzahlen um ca. 900 MW_{el} ausgegangen werden. Nach dem Jahr 2030 wird vor allem das Ersatzgeschäft bestimmend sein. Hierbei kann unter Berücksichtigung der Einsatzdauer ein Absatzmarkt von etwa 500–600 MW_{el} angenommen werden.

Bei den in Deutschland tätigen Unternehmen handelt es sich größtenteils um nationale Hersteller von BHKW-Systemen. Allerdings basieren etliche BHKW-Systeme auf Gasmotor- oder Gasturbinenmodulen von anderen nationalen und internationalen Herstellern, so dass keine exakte Aussage über die inländische Wertschöpfung deutscher Hersteller gemacht werden kann. Weiterhin gibt es in Deutschland tätige Firmen, die Gasmotoren ausländischer Tochterunternehmen vertreiben. Als Beispiel hierfür ist die Firma GE mit ihrem Tochterunternehmen GE Jenbacher GmbH zu nennen. Der Marktführer nach installierter elektrischer Leistung des Jahres 2016 fertigt die Motoren in Österreich und verfügt aktuell über einen nationalen Marktanteil von etwas über 10 %.

Für den Anteil der inländischen Wertschöpfung der nationalen BHKW-Modulherstellung wird im Folgenden von 75 % ausgegangen. Weiterhin wird angenommen, dass die Anlageninstallation sowie die Wartung der BHKW-Anlagen durch die nationalen Hersteller oder die nationalen Vertriebs- und Serviceniederlassungen erfolgen. Für die Abschätzung der inländischen Wertschöpfung wird ein Gasmotor-BHKW mit 200 kW elektrischer Leistung angenommen, das in etwa der aktuell abgesetzten durchschnittlichen BHKW-Leistung in Deutschland entspricht. Hierbei werden 2030 ca. 45 % oder 0,94 Mrd. € des Gesamtumsatzes über das Wartungsgeschäft erzielt. Der Vertrieb sowie die Installation der BHKWs tragen mit über 1,1 Mrd. € zu ca. 55 % der gesamten Wertschöpfung bei. Der Anteil der Wartung wird ab dem Jahr 2030 zunehmen und erreicht 2050 einen Anteil von 55 %.

Tab. 4-11 Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld BHKW hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes

Mrd. € _{2015/a}	National
2015 – 2030	2,1
2030 – 2050	1,4

Der Export von BHKW-Anlagen entsprach in den vergangenen Jahren einem Anteil von ca. 60 % des gesamten Absatzes national tätiger Unternehmen. Im Jahre 2015 betrug der Absatz 1238 MW_{el} (Energie & Management 2016). Im Vergleich zu den im Inland verkauften BHKW-Modulen haben Anlagen, die ins Ausland exportiert werden, eine durchschnittliche elektrische Leistung von 860 kW. Damit kann die inländische Wertschöpfung auf Basis der verkauften BHKW-Module ohne Installation und Wartung aktuell auf über 500 Mio. € geschätzt werden.

Im Gegensatz zum zukünftigen nationalen Absatzmarkt gehen zahlreiche deutsche Hersteller insbesondere aufgrund der zu erwartenden Erhöhung der BHKW-Anlagen in Europa sowie weltweit von einer deutlichen Steigerung im zweistelligen Bereich im Export in den nächsten Jahren aus. Eine genaue Prognose kann wegen fehlender Informationen aber nicht gegeben werden.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Deutschland verfügt über eine verhältnismäßig starke Position im Bereich der Gasmotor-BHKW. Die seit Jahren regelmäßig durchgeführten BHKW-Umfragen der Fachzeitschrift „Energie & Management“ sowie dem Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (BKWK) zeigen einen relativ stabilen Absatzmarkt. Im Jahr 2016 gab es allerdings einen erkennbaren Rückgang der Absatzzahlen, welche jedoch vor allem auf politische Rahmenbedingungen zurückgeführt werden. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang die Änderungen bei der EEG-Umlage, welche vermutlich zu vorgezogenen Investitionen geführt haben, sowie die Aussicht auf evtl. steigende Fördersätze mit der KWKG-Novelle, welche Investitionen in das nächste Jahr verzögert haben könnte (Energie & Management 2016).

Der im Rahmen der BHKW-Umfrage ermittelte Exportanteil der teilnehmenden Hersteller liegt über Jahre stabil bei deutlich über 50 %. Da Deutschland selbst weltweit zu den größeren Märkten im BHKW Bereich zählt, kann im Bereich der Gasmotor-BHKW durchaus von einer mindestens wettbewerbsfähigen bis führenden Stellung gesprochen werden.

Tab. 4-12 National installierte sowie exportierte Motor-BHKW-Leistung in Deutschland agierender Hersteller

Jahr	National installierte Leistung		Exportierte installierte Leistung	
	[MW _{el}]	[%]	[MW _{el}]	[%]
2012	804	42	1118	58
2013	771	37	1295	63
2014	969	45	1206	55
2015	740	37	1238	63

Quelle: *Energie & Management 2016*

Dahingegen wird die relativ junge Technologie der Mikrogasturbinen-basierten BHKWs vor allem durch Firmen in den USA geprägt, insbesondere durch die Firma Capstone Turbine Corporation, die ihren nationalen Vertrieb über deutsche Unternehmen wie beispielsweise die Firma E-quad Power Systems GmbH organisiert. In der Leistungsklasse von 30 kW – 1000 kW ist die durch ihre militärische Entwicklungshistorie sowie durch das Department of Energy unterstützte kalifornische Firma weltweit Marktführer.

Allerdings ist das Interesse an dieser Technologie in den vergangenen Jahren sowohl in Deutschland als auch in Europa gestiegen. Seit ein paar Jahren ist beispielsweise die Firma Dürr mit einer Mikrogasturbine mit 100 kW elektrischer Leistung auf dem Markt, die auf der AET 100 der Firma Ansaldo Energia basiert. Eine Neuentwicklung mit ca. 120 kW elektrischer Leistung wird für das nächste Jahr erwartet. Des Weiteren wurden in den vergangenen 10 Jahren zahlreiche nationale Forschungsprojekte von Forschungseinrichtungen, Energieversorgern sowie Anlagenbauern im Bereich Mikrogasturbinen sowie Mikrogasturbinen-basierte Hybridkraftwerke initiiert. In Europa arbeiten zudem zahlreiche Start-up Unternehmen an der Entwicklung von Mikrogasturbinen für unterschiedliche Größen von 3 kW – 300 kW elektrischer Leistung.

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Für die Betrachtung der Entwicklung der öffentlichen F&E-Budgets im internationalen Vergleich wurde auf Basis der IEA-Datenbank eine Übersicht zusammengestellt. Für den Status Quo als Referenz musste aufgrund des unvollständigen Datenbestandes für Deutschland das Jahr 2013 gewählt werden. Der Technologiebereich BHKW wurde durch den Flow 344 „Applications for heat and electricity“ erfasst. Es waren keine weiteren Übereinstimmungen zu finden.

Als Vergleichsland wurde Dänemark gewählt, welches mit einem KWK-Anteil bei der Energieversorgung von über 50 % eine Spitzenposition einnimmt. Dieser Umstand ist konsequenten politischen Rahmenbedingungen zu verdanken, welche einen Ausbau der KWK über die letzten Jahrzehnte begünstigt haben.

Tab. 4-13 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Applications for heat and electricity“ – Input-Orientierung

Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene – Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung Status Quo (2013)	M€	7,335
Zeitlicher Trend (2005-2013)	+M€/a	+0,13
Zeitlicher Trend (2005-2013)	+ %/a	+1,77
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2013)	M€	838,6
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget (2013)	%	0,87
Zeitlicher Trend (2005-2013)	+ %/a	-0,08
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene - Dänemark		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung Status Quo (2015)	M€	2,291
Zeitlicher Trend (2005-2015)	+M€/a	+0,15
Zeitlicher Trend (2005-2015)	+ %/a	+6,33
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	M€	141,9
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget (2015)	%	1,61
Zeitlicher Trend (2005-2015)	+ %/a	+0,03

Aufgrund der strikten Anweisungen des Kriterienrasters wurden die o.g. Werte zwar aufgestellt, es muss jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass das vorgegebene Vorgehen und die generierten Werte unzureichend für eine belastbare Bewertung sind.

Aus den stark schwankenden Budgetbeträgen kann zwar ein linearer Trend errechnet werden, die jährlichen Abweichungen sind jedoch erheblich. Ein reales Trendverhalten ist nicht eindeutig erkennbar, siehe folgende Abbildung.

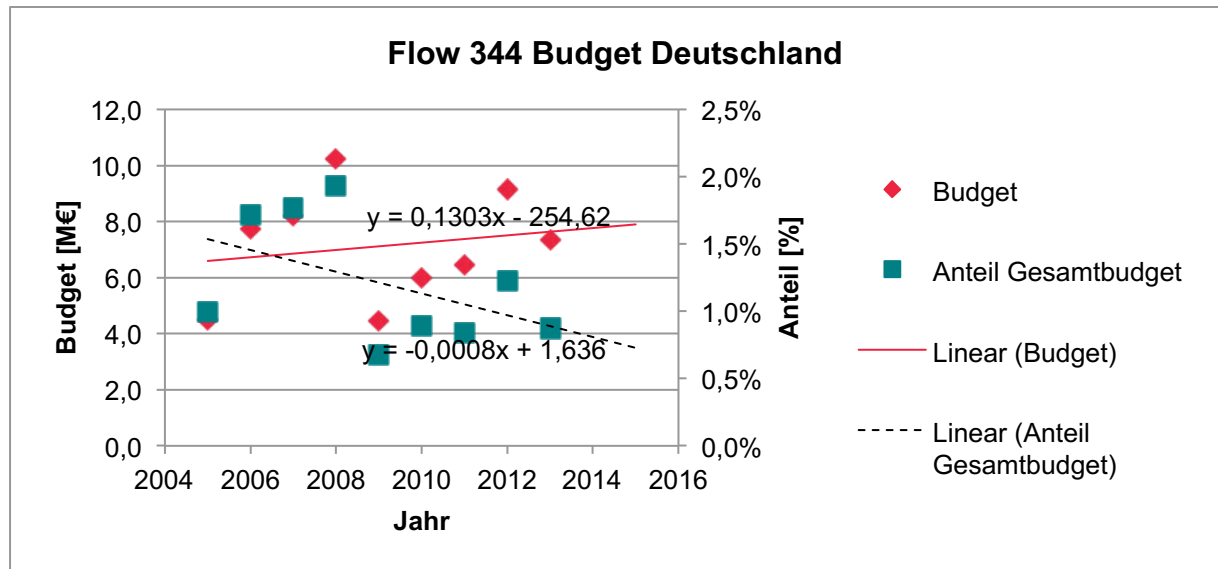


Abb. 4-1 F&E-Budget (IEA-Datenbank) für „Flow 344 – Applications for heat and electricity“ und relativer Anteil am Gesamtbudget in Deutschland

Quelle: Daten siehe Kapitel 6.1

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Für eine Publikationsanalyse mittels Scopus wurden folgende Schlagwortgruppen verwendet und das Suchgebiet auf den Bereich „Energy“ eingeschränkt:

- CHP / cogeneration / co-generation / combined heat and power
- MGT / micro turbine / micro gas turbine
- Gas engine

In der Darstellung der relativen Anteile an weltweiten Veröffentlichungen ist ein leicht ansteigender Trend in den Bereichen „Gasmotor“ sowie eine leicht abnehmende Tendenz auf dem Gebiet „Mikrogasturbinen“ erkennbar. Auch hier gilt, dass die Streubreite der Werte zu hoch für eine sinnvolle Beurteilung ist und die Aussagekraft als kritisch bewertet werden muss. Bezieht man den Anteil der CHP-Aktivität am weltweiten Publikationsaufkommen von etwa 9 % beispielsweise auf den Anteil der Wirtschaftskraft der BRD am Welt-BIP (etwa 4,2 %¹⁶), so lässt sich daraus relativ gesehen eine überdurchschnittliche wissenschaftliche Aktivität ableiten. Für die Teilbereiche liegt diese etwa im Durchschnitt, für den Gasmotor eher höher und steigend.

¹⁶

Jahr 2016 gemäß <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/159798/umfrage/entwicklung-des-bip-bruttoinlandsprodukt-weltweit/>

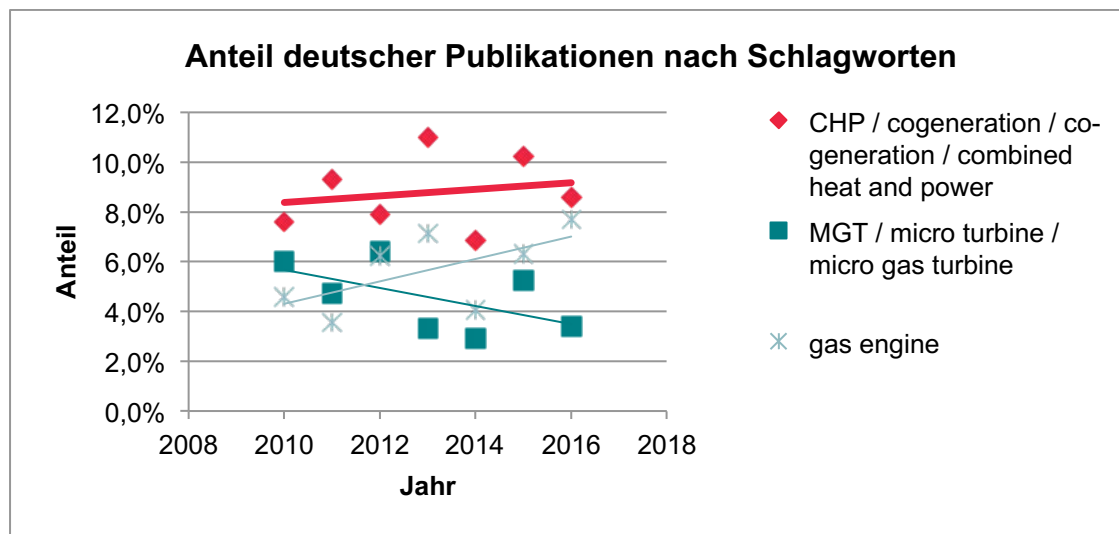


Abb. 4-2 Anteil deutscher Publikationen nach Schlagworten gemäß Scopus

Quelle: Daten siehe Kapitel 6.2

Für die Patentanalyse mittels DAPATISnet wurden die gleichen Schlagwortgruppen wie bei der Untersuchung der Publikationen verwendet. Auch hier deckt sich der relativ stabile Anteil an der Patentaktivität von etwa 7-10 % für den gesamten CHP-Bereich mit der Aussage der Publikationsanalyse. Verglichen mit dem deutschen Anteil am Welt-BIP ist die Aktivität verhältnismäßig hoch. Bei den Gasmotoren ist das Verhalten erkennbar stabil und leicht überdurchschnittlich, bei den Gasturbinen stark fluktuierend.

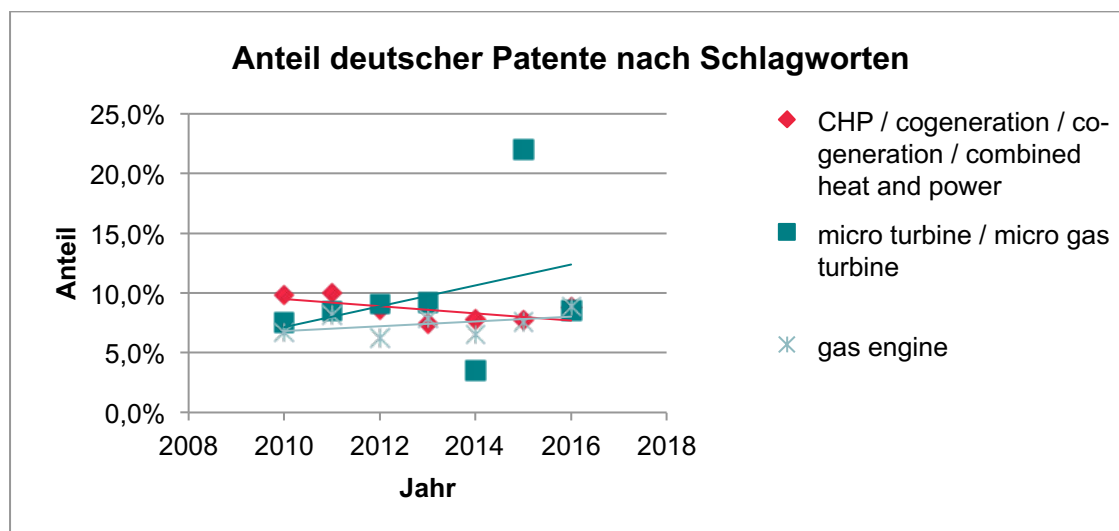


Abb. 4-3 Anteil deutscher Patente nach Schlagworten gemäß DEPATISnet

Quelle: Daten siehe Kapitel 6.3

Tab. 4-14 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Motor- und Gasturbinen-BHKW – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	52
	% bzgl. Welt	6,9
Zeitlicher Trend (2010-2016)	%/a bzgl. Absolutwert	7,2
	%/a bzgl. Relativwert	1,9
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	84
	% bzgl. Welt	7,8
Zeitlicher Trend (2010-2016)	%/a bzgl. Absolutwert	0,6
	%/a bzgl. Relativwert	-0,04

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Marktakzeptanz von BHKWs aller Technologien der Objektversorgung und der Industrie ist stark durch die Wirtschaftlichkeit geprägt. Diese ist insbesondere von der Stromeigennutzungsquote sowie den Strombezugskosten abhängig. Der Vorteil der Stromeigennutzung wurde allerdings im Rahmen des aktuellen KWK-Gesetzes 2016 deutlich verringert. Dies ist für den industriellen Bereich insofern erschwerend, als dass aufgrund der Unternehmensvorgabe kurzer Amortisationszeiten aus Risikogesichtspunkten BHKW Konzepte trotz positiver Verzinsung des eingesetzten Kapitals in der Regel selten oder nicht umgesetzt werden. Ein weiterer Punkt betrifft die fehlende Aufmerksamkeit für das Thema Kraft-Wärme-Kopplung und Energieeffizienz, da Energiekosten in den meisten Unternehmen nur einen kleinen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Insbesondere in kleinen und mittleren Unternehmen stellen fehlende personelle Kapazitäten und Knowhow weitere Hindernisse dar.

Bei Kleinanlagen in der Objektversorgung, den Mikro- oder Mini-BHKWs, ist die Wirtschaftlichkeit aufgrund der hohen Investitionskosten in der Regel schwer darstellbar. Hier hängt die Akzeptanz überwiegend von den politischen Rahmenbedingungen und Fördermöglichkeiten ab. Durch die Absenkung des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen durch BHKWs können beispielsweise die Höchstwerte der EnEV oder die Anforderungen des KfW-Effizienzhauses eingehalten werden. BHKWs gelten zudem als Ersatzmaßnahmen im Sinne des EEWärmeG und stellen

insbesondere bei der Altbausanierung oder bei denkmalgeschützten Gebäuden eine vorteilhafte Lösung dar.

Tab. 4-15 Bewertungsraaster für die Akzeptanz von Technologiefeld Motor- und Gasturbinen-BHKW

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Mikro- / Mini-BHKW	Mittlere Akzeptanz (3)	Betrieb ohne Förderung in der Regel nicht wirtschaftlich, Vorteile bei EnEV und EEWärmeG, administrativer Aufwand, Rentabilität stark einzelfallabhängig	Hohe Akzeptanz (1)	Hocheffizient, emissionsarm, leise; durch Integration in Wärmerversorgung nur geringer Einfluss auf Umwelt oder Landschaftsbild	Hohe Akzeptanz (1)	Keine Einflüsse/Auswirkungen
BHKW	Mittlere bis hohe Akzeptanz (2)	Effizienz, je nach Größe und Einsatzprofil wirtschaftl. sinnvoll, allerdings fehlt das Bewusstsein & Know-How insbesondere in KMUs	Eher hohe Akzeptanz (2)	Hocheffizient, emissionsarm, bei großen Anlagen geringfügiger Einfluss auf Landschaftsbild möglich, einfache Integration von EE, Reduktion Netzausbaubedarf	Eher hohe Akzeptanz (2)	Einfluss auf Landschaftsbild gering, emissionsarm, leise

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Sozialpolitisch kann bei allen dezentralen BHKW-Technologien kein Akzeptanzproblem erkannt werden. Die strom- und wärmeerzeugenden Anlagen ermöglichen eine hocheffiziente Nutzung des Brennstoffs und somit eine Verringerung der Primärenergie und des CO₂-Ausstoßes. Zusätzlich arbeiten BHKW Anlagen durch entsprechende Schalldämmung und Abgasnachbehandlung (insbesondere bei Gasmotoren) leise und emissionsarm. Gerade in der Objektversorgung und in der Industrie werden BHKW-Anlagen in die vorhandene Gebäudeinfrastruktur ohne einen Einfluss auf die Umwelt oder das Landschaftsbild integriert. Im Gegensatz zu Photovoltaik oder Windkraft wird die KWK aufgrund des geringen Konfliktpotenzials in der breiten Öffentlichkeit weder positiv noch negativ in vergleichbarer Wirksamkeit wahrgenommen. Im Rahmen der Energiewende ist eine einfache Integration erneuerbarer Energieträger wie z. B. Biogas möglich und die in Kapitel 0 „Systemkompatibilität“

angesprochene mögliche Reduktion des Netzausbaubedarfs kann ebenfalls sozialpolitisch als positiv betrachtet werden.

Auch auf lokaler Ebene ist kein Akzeptanzproblem erkennbar. Allerdings kann bei größeren BHKW-Anlagen oder Anlagenverbünden unter Umständen ein „Kraftwerkscharakter“ (Maschinenhalle, Schornstein, Abgas) in Erscheinung treten. Hierbei könnten Diskussionen über den Einfluss auf das Nachbarschaftsbild denkbar sein. Bei Biogasanlagen können in der Regel Akzeptanzprobleme der Biogasproduktion auftreten, nicht jedoch bei der Nutzung des Biogases in BHKWs.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

KWK-Anlagen auf Basis von Motor- und Gasturbinen-BHKWs bietet im Rahmen der Energiewende einen flexiblen Pfad für die Energieversorgung. Durch einen Ausbau der dezentralen BHKW-Anlagen, die insbesondere an das Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, werden keine Strukturen in der Energieversorgung auf höherer Ebene festgelegt, welche einer eventuellen späteren Umorientierung im Wege stehen. Durch den dezentralen Charakter lassen sich Anlagen im Zweifelsfall leicht durch andere Technologien ersetzen, sollte dies erforderlich oder sinnvoll werden. Der Planungshorizont ist mit etwa 10 – 20 Jahren Nutzungsdauer überschaubar und die Planungs- und Bauzeiten liegen in der Regel bei maximal 1 – 2 Jahren. Diese Angaben variieren allerdings je nach Anwendungsfall, Leistungsgröße und lokalen Bedingungen stark. Auch zukünftig werden sich die Planungs- und Bauzeiten nicht wesentlich verändern. Durch eine verstärkte Modularisierung der Anlagen kann sich allerdings die Dauer der Installation und der Inbetriebnahmen voraussichtlich etwas verkürzen. Da die Nutzungsdauer im Wesentlichen von den Benutzungsstunden abhängt, kann sich aufgrund der langfristig sinkenden Volllaststundenzahlen die Nutzungsdauer leicht erhöhen.

Die spezifischen Investitionskosten für das BHKW Modul und die Installation der gesamten Anlage hängen erheblich von der Leistungsklasse ab und können nicht pauschal beziffert werden. Der Kostenrahmen bewegt sich von etwa 700 €/kW_{el} bei Großanlagen im Megawatt-Bereich bis hin zu 6.400 – 16.000 €/kW_{el} für Mini- und Mikro-BHKWs <5 kW_{el} (BHKW-Kenndaten, 2014/2015). Für die betrachteten Gasmotor-BHKWs mit 200 bzw. 500 kW elektrischer Leistung liegen die Kosten bei 1430 bzw. 1245 €/kW_{el}. Die Investitionskosten werden sich zukünftig, insbesondere bei den Gasmotoren, in der Regel nicht wesentlich ändern. Die spezifischen Modulkosten werden mittelfristig durch Produktionsoptimierung und Absatzsteigerung reduziert werden können. Allerdings ist in den nächsten Jahren aufgrund der steigenden Anforderungen an die Schadstoffemissionen mit erhöhten Anlagen- und Betriebskosten durch die Abgasnachbehandlung zu rechnen. Anders als bei der Gasturbinentechnologie sind bei der Mikrogasturbinentechnologie deutliche Reduktionen der Modulkosten zu erwarten, sodass sich zukünftig die aktuell höheren Investitionskosten der Mikrogasturbine denen des Gasmotors annähern. Für die betrachtete Mikrogasturbine mit 200 kW elektrischer Leistung werden die Investitionskosten auf aktuell ca. 2.250 €/kW_{el} und zukünftig im Jahr 2050 auf ca. 1.400 €/kW_{el} veranschlagt.

Tab. 4-16 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Motor- und Gasturbinen-BHKW

Variable	Einheit	Aktuell
Planungszeit	Monate	2 - 24
Bauzeit	Monate	2 - 24
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	10 - 20
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	700 – 16.000

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für den Ausbau der BHKW-Technologie ist keine spezielle zusätzliche Versorgungsinfrastruktur erforderlich. Grundvoraussetzung ist die Anbindung an das Erdgasnetz zur Brennstoffversorgung bzw. die anderweitig ausfallsichere Bereitstellung von z. B. lokal erzeugtem Brenngas (Biogasanlage, etc.) sowie eine leistungsgemäße Anbindung an das Stromnetz zur Einspeisung der generierten elektrischen Leistung. Auf Nutzerseite ist weiterhin eine entsprechende Möglichkeit zur Nutzung der erzeugten Wärme erforderlich. Dabei kann es sich im Fall kleiner Anlagen um ein sehr lokal begrenztes Heizungssystem, über ein industrielles Prozesswärmesystem bis hin zu einem im Falle von größeren BHKWs weit verzweigten Nahwärmenetz handeln. Generell ist hierbei eine flächendeckende Verbreitung der BHKW Technologie vor allem auch von dem Neu- und Ausbau von Nahwärmenetzen abhängig.

Tab. 4-17 Abhängigkeit des Technologiefeldes Motor- und Gasturbinen-BHKW von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Sozialpolitisch kann bei allen dezentralen BHKW-Technologien kein Akzeptanzproblem erkannt werden. Die strom- und wärmeerzeugenden Anlagen ermöglichen eine hocheffiziente Nutzung des Brennstoffs und somit eine Verringerung der Primärenergie und des CO₂-Ausstoßes. Zusätzlich arbeiten BHKW Anlagen durch entsprechende Schalldämmung und Abgasnachbehandlung (insbesondere bei Gasmotoren) leise und emissionsarm. Gerade in der Objektversorgung und in der Industrie werden BHKW-Anlagen in die vorhandene Gebäudeinfrastruktur ohne einen Einfluss auf die Umwelt oder das Landschaftsbild integriert. Im Gegensatz zu Photovoltaik oder Windkraft wird die KWK aufgrund des geringen Konfliktpotenzials in der breiten Öffentlichkeit weder positiv noch negativ in vergleichbarer Wirksamkeit wahrge-

nommen. Im Rahmen der Energiewende ist eine einfache Integration erneuerbarer Energieträger wie z. B. Biogas möglich und die in Kapitel 0 „Systemkompatibilität“ angesprochene mögliche Reduktion des Netzausbaubedarfs kann ebenfalls sozialpolitisch als positiv betrachtet werden.

Auch auf lokaler Ebene ist kein Akzeptanzproblem erkennbar. Allerdings kann bei größeren BHKW-Anlagen oder Anlagenverbünden unter Umständen ein „Kraftwerkscharakter“ (Maschinenhalle, Schornstein, Abgas) in Erscheinung treten. Hierbei könnten Diskussionen über den Einfluss auf das Nachbarschaftsbild denkbar sein. Bei Biogasanlagen können in der Regel Akzeptanzprobleme der Biogasproduktion auftreten, nicht jedoch bei der Nutzung des Biogases in BHKWs.

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Der zukünftig im Gesamtsystem sinnvoll umsetzbare Anwendungsfall basiert auf einem intelligent vernetzten, stromgeführten Betrieb der BHKW-Anlagen. Sie sind mit Wärmespeichern zur Entkopplung der Strom- und Wärmebereitstellung ausgestattet und können zusätzlich mit elektrischen Heizsystemen zur Wärmeerzeugung aus der überschüssigen Stromproduktion der volatilen erneuerbaren Energien kombiniert werden.

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

BHKW-Anlagen können durch bedarfsorientiert stromgeführte Betriebsweisen einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Die Integration von flexiblen BHKW-Systemen bietet die Möglichkeit Regelleistungskraftwerke zu substituieren (bofest consult 2014: 13). Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und dem damit wachsenden Anteil an fluktuierender Stromerzeugung werden zukünftig größere Regelreserven benötigt. Ein stromgeführtes BHKW mit Wärmespeicher und einem elektrischen Heizsystem kann sowohl als Stromerzeugungsanlagen als auch als zusätzliche Last eingebunden werden (BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung 2013: 89). Aufgrund der Anforderungen der Regelleistung hinsichtlich der minimalen elektrischen Leistung können insbesondere BHKW-Anlagen kleinerer und mittlerer Größe in den Netzen der Nieder- und Mittelspannung zu einem sogenannten virtuellen Kraftwerk zusammengefasst werden, wobei der Einsatz der einzelnen Anlagen über eine zentrale Leittechnik gesteuert wird. Hierbei können Systemdienstleistungen dezentral entsprechend den lokalen Anforderungen des Netzes bereitgestellt werden.

Technisch ist die Möglichkeit zum lastflexiblen Betrieb durch Teillastbetrieb bis 50 % bei Gasmotor- sowie ca. 30 % bei Gasturbinen-BHKW und gestaffelte An- und Abschaltung von mehreren Einzelaggregaten bereits gegeben. Durch verbrauchernahe Standorte und der Möglichkeit Fluktuationen bereits auf lokaler Ebene zu kompensieren, lässt sich die über die Hochspannungs-Netzinfrastruktur zu transportierende Leistung reduzieren. Dies verringert folglich den Druck zum Netzausbau im Rahmen der Energiewende.

Bei einem hypothetischen weiterhin flächendeckend wärmegeführten Betrieb ohne Flexibilisierungsmaßnahmen kann es tages- bzw. jahreszeitabhängig zu einem Über-

angebot an elektrischer Leistung kommen. Hier entfällt der Vorteil der zur Verfügung stehenden Regelleistung sowie der Netzentlastung.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Um das oben dargestellte Szenario zu erreichen, ist ein Übergang von dem heute üblichen wärmegeführten hin zu einem stromgeführten Betrieb erforderlich. Hierfür ist die Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung notwendig, die durch Wärmespeicher mit entsprechender Speicherkapazität erreicht werden kann. Zur Abnahme des durch die volatile Stromerzeugung überschüssigen Stroms, bzw. zur Bereitstellung negativer Regelleistung werden zusätzlich elektrische Heizsysteme benötigt. Die bedarfsgerechte Erzeugung von Strom kann weiterhin nur über eine intelligente Steuerung und Vernetzung mit den Netzbetreibern sichergestellt werden. Bei kleineren Anlagen ist die Zusammenfassung vieler Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk erforderlich. Ein wirtschaftlicher Betrieb einer BHKW-Anlage ist heute überwiegend nur auf Basis eines wärmegeführten Dauerbetriebs möglich. Um die Wirtschaftlichkeit unter den genannten Umständen sicherzustellen, erscheint daher eine Anpassung der Rahmenbedingungen zur Vergütung unverzichtbar (IZES 2015: 45 ff.). Um weitere Investitionsanreize zu schaffen, wäre eine stärkere Honorierung der immer wichtiger werdenden Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung förderlich.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Mit den fluktuierenden Erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windkraft entsteht durch die Eigenschaften der BHKWs als lastflexible Erzeugungsanlage sowie als zuschaltbare Last in Kombination mit einem elektrischen Heizsystem eine synergetische Wechselwirkung. Bei zukünftiger Substitution von konventionellen Kraftwerken durch volatile erneuerbare Stromerzeuger reduziert sich die sogenannte Momentanreserve in Form von Massenträgheit im Generator. Da diese essentiell für die Netzstabilität ist, kann diese vor allem durch mittlere und große BHKW-Systeme mit Synchrongeneratoren bereitgestellt werden (bofest consult 2014: 10). Zusätzlich kann der durch die fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien hervorgerufene steigende Bedarf an Regelleistung (Primär-, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) durch stromgeführte BHKW-Anlagen mit Wärmespeichern zur Verfügung gestellt werden (positive sowie negative Regellast und Blindleistung (bofest consult 2014: 16 f.)).

Ohne Flexibilisierung kann die nicht bedarfsorientiert eingespeiste elektrische Leistung eine zu kompensierende Überschussleistung darstellen. In diesem Fall besteht eine konkurrierende Wechselwirkung zu anderen Technologien, da bei einer Überschussproduktion Anlagen abgeschaltet werden müssen. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien würde sich diese Problematik verschärfen. Hierbei könnte ein großer Anteil der benötigten Wärme nicht mehr durch BHKWs bereitgestellt werden, sofern als Ersatz keine CO₂-freien Erzeuger abgeschaltet werden sollen (prognos 2013: 75).

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Gasmotor

Die Gasmotortechnologie weist als führende BHKW-Technologie eine hohe entwicklungs- und fertigungstechnische Reife auf. Um den Ausbau auch in Zukunft zu gewährleisten, ist eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Erhöhung der Effizienz sowie der Reduktion der Investitions- und Betriebskosten notwendig.

Zukunftsweisend ist hierbei die Kombination der Hochaufladung und neuen Zündkonzepten, wie der Laserzündung oder der Corona-Zündung zu nennen. Mit den neuen Zündkonzepten kann eine stabile Zündung von mageren Bedingungen bei hohen Drücken erreicht werden. Durch die mögliche Abmagerung des Brennstoff-Luft-Gemisches können damit neben der Erhöhung der Effizienz durch die Hochaufladung die Stickoxidemissionen reduziert werden. Bei den Zündtechnologien stellen nach wie vor die hohen Kosten im Vergleich zu optimierten konventionellen Zündkerzen ein Hindernis dar. Sowohl die Hochaufladung als auch die Entwicklung neuer Zündtechnologien stellen Schlüsseltechnologien zur weiteren Reduktion von Treibhausgasen und Emissionen mit vor allem hohem wirtschaftlichem Risiko dar, deren Förderungsrelevanz auch zur Aufrechterhaltung der nationalen technologischen Vorrangstellung bedacht werden sollte.

Im Zuge der Energiewende wird bei den auf Volllast ausgelegten Gasmotor-BHKWs eine höhere Lastflexibilität hinsichtlich Teillastfähigkeit und Laständerungsgeschwindigkeit gefordert. Die Auswirkungen der dauerhaft flexiblen Betriebsweise, insbesondere auf die Bauteillebensdauer, muss detailliert untersucht werden. Auf Basis dieser Verschleißanalyse muss zukünftig die Entwicklung dem Einsatz höherwertiger Werkstoffe und Beschichtungen sowie optimierten Bauformen Rechnung tragen. Hierbei sollte insbesondere die Entwicklung und Forschung auf dem Gebiet der Beschichtungen aufgrund der als sehr hoch angesehenen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen und langen Entwicklungszeiten mit öffentlichen Fördermitteln unterstützt werden.

Aufgrund der voraussichtlichen zukünftigen Änderungen in der Brennstoffversorgung sollten die Entwicklungen bezüglich der Brennstoffflexibilität, vor allem in Hinblick auf Wasserstoff sowie weitere zukünftige gasförmige sowie flüssige Energiespeicher, die mit hohen technischen und wirtschaftlichen Risiken sowie langen Vorlaufzeiten verbunden sind, gefördert werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung des Wirkungsgrads sowie der Reduktion der Emissionen stellt die thermochemische Rekuperation dar. Allerdings müssen hierbei die begrenzten Abgastemperaturen berücksichtigt und der Reformationsprozess für diesen Anwendungsfall optimiert werden. Um das Potenzial der Wirkungsgradsteigerungen und damit der Primärenergieeinsparung gänzlich auszuschöpfen, sind weitere technische Anstrengungen notwendig. Aufgrund der aktuellen Technologiereife, der Entwicklungszeiten sowie der damit verbundenen Risiken ist eine weitere Förderung als sinnvoll anzusehen.

Zusätzlich muss die Optimierung der Einspritztechniken sowie der Motor-, bzw. Ventilsteuerung vorangetrieben werden. Die Schadstoffemissionen müssen durch die konsequente konstruktive Reduktion der Schadräume, in denen der Brennstoff un-

vollständig umgesetzt wird, verringert werden. Diese letztgenannten Maßnahmen stellen Optimierungen dar, die in der Industrie kontinuierlich mit geringem Risiko sowie kürzeren Vorkaufzeiten erfolgen und entsprechen in der Regel nicht den Anforderungen der öffentlichen Forschungsförderung.

Neben der Optimierung der innermotorischen Reduktion von Emissionen muss die nachmotorische Schadstoffreduzierung in Hinblick auf die zukünftigen Richtwerte weiterentwickelt und hinsichtlich Lebensdauer, Material und Kosten optimiert werden. Insbesondere die Entwicklung von bisher nicht vorhandenen geeigneten Katalysatoren zur Umsetzung von Methan stellt ein hohes technisches und wirtschaftliches Risiko mit langen Entwicklungszeiten dar und sollte entsprechend mit öffentlichen Mitteln gefördert werden.

5.2 Mikrogasturbine

Mikrogasturbinen stellen aufgrund ihres bisher nicht ausgeschöpften Potenzials hinsichtlich Effizienz und der Brennstoff- und Last-Flexibilität und vor allem aufgrund der deutlich geringeren Schadstoffemissionen im Vergleich zu Gasmotoren eine vielversprechende Alternative dar.

Der Bereich der Mikrogasturbinentechnologie wird derzeit vor allem durch die USA dominiert. Um diese Technologie in Deutschland auszubauen und zu etablieren, sollten die kürzlich gestarteten nationalen Aktivitäten in der kostenintensiven Entwicklung und Fertigung des Gesamtsystems sowie der Komponenten durch die öffentliche Förderung verstärkt unterstützt und erweitert werden.

Die Erhöhung der Wirkungsgrade kann insbesondere durch die höhere Aufladung sowie durch die Steigerung der Turbineneintrittstemperaturen erreicht werden. Um beispielsweise den elektrischen Wirkungsgrad auf deutlich über 40 % zu steigern, müssen die Heißgaskomponenten, insbesondere die Turbine, aus einkristallin erstarrten Gefügestrukturen oder keramischen Werkstoffen gefertigt werden. Damit könnte die CO₂-Einsparung als auch die Primärenergieeinsparung mittel- bis langfristig die Einsparungen durch den Gasmotor übertreffen. Der Einsatz von keramischen Werkstoffen erfordert nach wie vor große grundlegende sowie anwendungsspezifische Anstrengungen in Bezug auf Bauteileigenschaften, Auslegung, Herstellungsverfahren, Festigkeit und Lebensdauer. Weiterhin müssen Konzepte entwickelt und erprobt werden, die die dauerhafte Anbindung der Keramik an die metallische Umgebung gewährleisten. Durch neue innovative Herstellungsverfahren wie das Selective Laser Melting besteht die Möglichkeit, bei mittleren und größeren Anlagen Kühlungskonzepte für die Turbine zu realisieren. Allerdings müssen diese Prozesse auch für schwer schweißbare, hochtemperaturbeständige Legierungen konsequent erweitert werden. Aufgrund der langen Entwicklungszeiträume, der hohen Risiken sowie des hohen Einsparungspotenzial bei den Treibhausgasen ist eine Unterstützung durch öffentliche Fördermittel unerlässlich.

Im Bereich der Verbrennung müssen die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich Brennstoffflexibilität und Emissionen weiter vorangetrieben werden. Bei der Brennstoffflexibilität ist beispielsweise die Erweiterung der Anwendung auf unterschiedliche, bisher im KWK-Bereich ungenutzte, biogene Schwachgase und Industrieabgase sowie auf zukünftige erneuerbar erzeugte Brennstoffe wie Wasserstoff bis zur Anla-

gendemonstration und Marktreife zu nennen. Zur Erhöhung des thermischen Wirkungsgrads und des Gesamtwirkungsgrads kann aufgrund der hohen Luftzahlen die Abgasrückführung eingeführt werden. Des Weiteren sollten die Emissionen, insbesondere im Hinblick auf die Lastflexibilität und damit im Hinblick auf die CO-Emissionen im Teillastbereich, weiter gesenkt werden. Die Brennstoffflexibilität, die Abgasrückführung sowie die Absenkung der Emissionen erfordert eine Optimierung bisheriger konventioneller, bzw. die mittel- und langfristige Entwicklung von neuen, innovativen Brennerkonzepten. Die damit verbundenen Entwicklungsaktivitäten sollten insbesondere aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Risiken hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung neuer Brennstoffe aktiv durch die öffentliche Förderung unterstützt werden.

Neben der Steigerung der Turbineneintrittstemperatur kann die Effizienz auch durch innovative Kreisprozesse erhöht werden. Im Vordergrund steht hierbei mittelfristig die Entwicklung von rekuperierten Mikrogasturbinen mit zweistufiger Aufladung und Zwischenkühlung. Mittel- bis langfristig stellt das Hybridkraftwerk, das aus der Kopplung einer Mikrogasturbine und einem Hochtemperaturbrennstoffzellensystem besteht, aufgrund der Last- und Brennstoff-Flexibilität bei gleichzeitig höchsten elektrischen Wirkungsgraden ein aussichtsreiches Energieerzeugungskonzept der Zukunft dar. Der stabile und sichere Betrieb der gekoppelten Systeme und insbesondere die Gewährleistung der hohen Systemansprüche hinsichtlich Flexibilität und Wirkungsgrad erfordert allerdings zur endgültigen Markteinführung des Konzepts weitere Entwicklungsaktivitäten. Im Bereich der erneuerbaren Energien sollte die Kopplung der Mikrogasturbinentechnologie mit Solarreceivern, die sogenannte solar-betriebene Gasturbine, weiterverfolgt werden. Diese im Vergleich zum Gasmotor vielfältigen innovativen Ansätze ermöglichen höchste Einsparungen bei der Primärenergie als auch bei den Treibhausgasen im BHKW-Bereich. Allerdings stehen diesen Potenzialen hohe Entwicklungskosten sowie lange Entwicklungszeiten mit hohen technischen und wirtschaftlichen Risiken gegenüber, sodass eine Realisierung der Konzepte auf die Unterstützung durch öffentliche Fördermittel angewiesen ist.

Um den Leistungsbereich der Mikro-BHKWs mit Leistungen kleiner 3 kW sowie die energetische Nutzung von Schwachgasen mit äußerst geringen Heizwerten (z. B. Holzgas) wirtschaftlich erschließen zu können, stellt das Konzept des invertierten Brayton Kreisprozesses eine vorteilhafte Alternative dar. Während der Funktionsnachweis bislang nur in einigen einfachen Demonstrations- oder Versuchsanlagen nachgewiesen werden konnte sind weitere Entwicklungsanstrengungen bis zur Marktreife notwendig. Hierzu wären vor allem aufgrund des hohen wirtschaftlichen Risikos des Konzepts öffentliche Fördermittel sinnvoll.

Literaturverzeichnis

- Agelidou, E.; Monz, T.; Huber, A.; Aigner, M. (2017): Experimental investigation of an inverted Brayton cycle micro gas turbine for CHP application. ASME Turbo Expo 2017. Charlotte, USA
- ASUE (2014): BHKW-Kenndaten
- Baas, H. (2012): Technologieentwicklung und Trends bei BHKW Anlagen. VDI Wissensforum
- Backhaus, R. (2013): Zündende Ideen. Motortechnische Zeitschrift
- Bauer, M.; Auer, M.; Stiesch, G. (2013): Das Brennverfahren des MAN 20V35/44G Gasmotors. Motortechnische Zeitschrift 74(4)
- BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen
- bofest consult (2014): Beitrag von zentralen und dezentralen KWK-Anlagen zur Netzstützung. Berlin
- Bücheler, S.; Huber, A.; Aigner, M. (2017): Investigation of fuel flexibility of a jet-stabilised combustion system for micro gas turbines. 8th European Combustion Meeting 2017. Dubrovnik, Croatia
- De Paepe, W.; Montero Carrero, M.; Bram, S.; Contino, F. (2015): T100 Micro Gas Turbine Con-verted to Full Humid Air Operation: A Thermodynamic Performance Analysis. ASME Turbo Expo 2015
- DLR; IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
- Energie & Management (2016): BHKW-Umfrage 2016. Energie & Management, S. 17-26
- Energie & Management (2016): Starker Einbruch bei biogenen Anlagen. Energie & Management, S. 17-26
- Europäische Kommission (2016): EU reference scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions : trends to 2050. Luxembourg: Publications Office of the European Union
- Feldman, B. (2015): An opportunity market for commercial CHP. Decentralized Energy
- Global Data (2016): Combined Heat and Power (CHP) Market –Market Size, Segmentation, Regulations and Key Country Analysis to 2025.
- Hasemann, S.; Huber, A.; Aigner, M. (2017): Investigation of a FLOX-based combustor for a micro gas turbine with exhaust gas recirculation. Proceedings of ASME Turbo Expo 2017: Turbine Technical Conference and Exposition, June 26-30, 2017, (S. GT2017-64396). Charlotte, USA

- Heide, S.; Felsmann, C.; Gampe, U.; Boje, S.; Gericke, B.; Freimark, M. (2012): Parameterization of high solar share gas turbine systems. ASME Turbo Expo 2012. Copenhagen, Denmark
- Henke, M. (2015): Pressurised Solid Oxide Fuel Cells: From Electrode Electrochemistry to Hy-brid Power Plant System Integration, Dissertation. Stuttgart: Universität Stuttgart
- IFAM; prognos; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014
- Isashi Takehara, T. (2000): Summery of CGT302 Ceramic Gas Turbine Research and Develop-ment Program. ASME
- IZES gGmbH (2015): Bestandserhalt und systemdienlicher Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Saarbrücken
- Klausner, J.; Lang, J.; Trapp, C. (2011): J624 - Der weltweit erste Gasmotor mit zweistufiger Auf-ladung. Motortechnische Zeitschrift 72(4)
- Kobayashi, Y. (2011): Extremely high-efficiency thermal power system - solid oxide fuel cell (SOFC) triple combined cycle system. Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 48 No. 3
- Korobitsyn, M. (1998): New and advanced energy conversion technologies, Analysis of Co-generation, combined and integrated cycles, PhD-Thesis. Twente, Netherlands: Universi-ty of Twente
- Lammel, O.; Stöhr, M.; Kutne, P.; Dem, C.; Meier, W.; Aigner, M. (2012): Experimental analysis of confined jet flames by laser measurement techniques. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 134(4)
- Lanchi, M.; Montecchi, M.; Crescenzi, T.; Mele, D.; Miliozzi, A.; Russo, V.; Mazzei, D. (2015): Investigation into the Coupling of Micro Gas Turbines with CSP Technology: OMSoP Project. Energy Procedia Volume 69, (S. 1317-1326)
- Lechner, C. und Seume, J. (2010): Stationäre Gasturbinen (2. Ausg.). Springer Verlag
- Merker, G. und Teichmann, R. (2014): Grundlagen Verbrennungsmotoren (7. Ausg.)
- Navigant Research (2015): Micro Turbine boom predicted by 2020
- Öko-Institut e.V. (2015): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung
- Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht
- prognos (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Berlin
- Puppe, M.; Giuliano, S.; Krüger, M.; Lammel, O.; Buck, R.; Boje, S.; Langnickel, U. (2014): Hybrid high solar share gas turbine systems with innovative gas turbine cycles. Energy Procedia 2015. Peking, China

- Schwärzle, A.; Monz, T.; Aigner, M. (2015): Thermal incineration of VOCs in a jet-stabilized micro gas turbine combustor. ASME Turbo Expo 2015. Montreal, Canada
- Spitta, C.; Spieker, C.; Kaiser, S.; Wiemann, S. (2015): Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades von BHKW durch thermochemische Rekuperation. BWK - Das Energie-Fachmagazin
- Transparency Market Research (2016): Combined Heat and Power (CHP) Installation market - Global Industry analysis, size, share, growth trends and forecast 2016-2024
- U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015): Catalog of CHP Technologies
- Zornek, T.; Monz, T.; Aigner, M. (2015): Performance analysis of the micro gas turbine Turbec T100 with a new FLOX-combustion system for low calorific fuels. Applied Energy 159, (S. 276-284)

6 Anhang

6.1 Daten F&E-Budgets (IEA)

6.1.1 Flow 344 – Applications for heat and electricity - Deutschland

Jahr	Flow 344 [M€]	Total RD&D [M€]
2005	4,478	448,8
2006	7,746	451,8
2007	8,217	465,4
2008	10,252	531,6
2009	4,437	653,5
2010	6,000	671,7
2011	6,445	767,2
2012	9,141	746,9
2013	7,335	838,6

6.1.2 Flow 344 – Applications for heat and electricity - Dänemark

Jahr	Flow 344 [M€]	Total RD&D [M€]
2005	5,722	84,52
2006	2,284	95,41
2007	5,002	115,0
2008	2,214	94,25
2009	6,365	112,6
2010	3,066	188,1
2011	9,223	177,8
2012	5,351	153,8
2013	10,145	162,7
2014	4,428	150,6
2015	2,291	141,9

6.2 Daten Publikationsanalyse (Scopus)

6.2.1 CHP / combined heat and power / cogeneration / co-generation + Filter: Energy

Jahr	Deutsche Publikationen	Internationale Publikationen
2010	44	579
2011	54	581
2012	49	620
2013	64	582
2014	52	759
2015	84	822
2016	58	677

6.2.2 MGT / micro turbine / micro gas turbine + Filter: Energy

Jahr	Deutsche Publikationen	Internationale Publikationen
2010	6	100
2011	5	106
2012	7	109
2013	3	90
2014	3	103
2015	7	133
2016	4	117

6.2.3 Gas engine + Filter: Energy

Jahr	Deutsche Publikationen	Internationale Publikationen
2010	5	109
2011	4	112
2012	4	64
2013	5	70
2014	3	74
2015	6	95
2016	6	78

6.3 Daten Patentanalyse (DAPITSnet)

6.3.1 CHP / combined heat and power / cogeneration / co-generation

Jahr	Deutsche Patente	Internationale Patente
2010	82	836
2011	86	859
2012	90	1.049
2013	75	1.007
2014	84	1.079
2015	75	969
2016	96	1.093

6.3.2 MGT / micro turbine / micro gas turbine

Jahr	Deutsche Patente	Internationale Patente
2010	4	53
2011	5	59
2012	10	110
2013	9	98
2014	3	86
2015	20	91
2016	6	70

6.3.3 Gas engine

Jahr	Deutsche Patente	Internationale Patente
2010	31	463
2011	42	515
2012	41	657
2013	59	750
2014	49	752
2015	55	723
2016	62	701

Technologiebericht

2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS)

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Peter Markewitz

Li Zhao

Martin Robinius

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Markewitz, P.; Zhao, L.; Robinius, M. (2017): Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Peter Markewitz
Tel.: +49 2461 / 61 – 6119
Fax: +49 2461 / 61 – 6695
E-Mail: p.markewitz@fz-juelich.de

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)
Wilhelm-Johnen-Straße
52425 Jülich

Review durch:

Dietmar Schüwer (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	591
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	592
Tabellenverzeichnis	593
Zusammenfassung (Steckbrief)	594
1 Beschreibung des Technologiefeldes CCS	596
1.1 Einleitung	596
1.2 Post-Combustion Verfahren	597
1.3 Oxyfuel-Verfahren	598
1.4 Pre-Combustion Verfahren	600
1.5 Stand der großskaligen Nutzung von CO ₂ -Abtrennung	601
1.6 Exkurs: CO ₂ -Abscheidung für die Biogasaufbereitung	603
1.7 Exkurs: Bioethanolherstellung	604
1.8 Entwicklungsbedarf für CO ₂ -Abscheidung	605
1.8.1 Kraftwerksanwendungen: Chemische Wäsche	605
1.8.2 Kraftwerksanwendungen: Oxyfuel	605
1.8.3 Kraftwerksanwendungen: Pre-Combustion	606
1.8.4 Industrieanwendungen	606
1.9 CO ₂ -Transport	611
1.10 CO ₂ -Speicherung	611
2 Relevanz öffentlicher Förderung	613
2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	613
2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	614
3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	617
3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	617
3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	620
3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	621
3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	621
3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	621
3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	622
3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	623
3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	625
3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	626
3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	626
4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	628
4.1 CO ₂ -Abscheidung für den Kraftwerkseinsatz	628
4.2 CO ₂ -Abscheidung für den Einsatz in der Industrie	629
4.3 CO ₂ -Speicher	630
Literaturverzeichnis	631

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

ACTL	Alberta Carbon Trunk Line
AUGE	BMBF Projekt: Auswertung der Geotechnologien Projekte
BAU	Business as Usual
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
CCS	Carbon Capture and Storage
COORETEC	BMW Forschungsinitiative CO ₂ Reduktionstechnologien
DE	Deutschland
EGR	Enhanced Gas Recovery
EOR	Enhanced Oil Recovery
ETP	Energy Technology Perspectives
GP	Greenpeace
IEA	Internationale Energie Agentur
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KSpG	Kohlendioxidspeichergesetz
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
SNG	Synthetic Natural Gas
TRL	Technology Readiness Level
VGB	Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme
WEC	World Energy Council

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
%Vol.	Volumenprozent
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
H ₂	Wasserstoff
H ₂ S	Schwefelwassertoff
Mio.	Millionen
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MW _{th}	Megawatt thermisch
Mt	Megatonnen

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Großtechnische Industrieanwendungen für CO ₂ -Abscheidung -----	602
Tab. 1-2	Großtechnische Kraftwerksanwendungen für CO ₂ Abscheidung -----	603
Tab. 1-3	Prinzipiell geeignete CO ₂ -Abscheideverfahren für ausgewählte Industrieprozesse -----	610
Tab. 2-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiefeld CCS -----	613
Tab. 2-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes CCS -----	614
Tab. 2-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld CCS -----	616
Tab. 3-1	Analyse des globalen Marktpotenzials in TWh für das Technologiefeld CCS (fossilbasierte Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken) -----	618
Tab. 3-2	Analyse des globalen Marktpotenzials in GW für das Technologiefeld CCS (fossilbasierte Kraftwerkskapazität mit CCS) -----	618
Tab. 3-3	Nationale CO ₂ -Emissionen (Mio. t) ausgewählter Industriebranchen im Jahr 2014 -----	620
Tab. 3-4	Öffentliche F&E-Budgets für CCS im internationalen Vergleich in Mio. € -----	622
Tab. 3-5	Bewertungsraster für die Akzeptanz von CCS zum Status Quo in Deutschland (2015) -----	624
Tab. 3-6	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Kraftwerke mit CCS -----	625
Tab. 3-7	Abhängigkeit des Technologiefeldes CCS von Infrastrukturen -----	626

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
<ul style="list-style-type: none"> – Einsatz von Abscheidetechnik in Industrieprozessen – Evtl. Nachrüstung von Kohlekraftwerken (Bestandsanlagen) mit CO₂-Abscheidung (jeweiliger Beitrag derzeit nicht abschätzbar)
Kosteneffizienz
Spezifische Vermeidungskosten (Bandbreiten): Zement: 28 bis 140 €/t CO ₂ , Eisen- und Stahlherstellung: ca. 30 €/t CO ₂ , Raffinerie: 29-60 €/t CO ₂ , Kohlekraftwerke: 30-70 €/t CO ₂
Inländische Wertschöpfung
Anteil der Branchen Mineralölverarbeitung, Zement-/Kalkherstellung, Eisen- und Stahl an der gesamten Bruttowertschöpfung (2013: 507 Mrd. €): ca. 8,3 %. Für die Wertschöpfung nur durch CCS liegen keine Zahlen vor.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<ul style="list-style-type: none"> – Industrieprozesse: Einsatz hauptsächlich in der Düngemittelherstellung und Erdgasaufbereitung, Weltweit: jeweils eine Demoanlage in der Stahl- und Eisenherstellung sowie im Raffineriebereich – Kraftwerke: Viele kleinere Versuchsanlagen, lediglich weltweit eine großtechnische Anlage (Kohlekraftwerk Boundary Dam Kanada 139 MW), weitere Versuchsanlagen sollen 2017 in Betrieb gehen (USA: Petra Nova, Kemper) – CO₂-Speicherung: Prinzipielle Machbarkeit wurde bzw. wird erfolgreich demonstriert, wie z. B. Ketzin (abgeschlossen), Sleipner, In Salah etc. International: Viele F&E Speicherprojekte – CO₂-Transport: kommerziell verfügbar, weltweit keine signifikanten F&E Aktivitäten <p>Öffentliche F&E Aufwendungen für CCS in Deutschland sind im Ländervergleich sehr niedrig. Hauptakteure der letzten Jahre: USA, Norwegen, Kanada, Australien und Japan (mit Hauptfokus auf CCS für Kraftwerke und Speicherung).</p>
Gesellschaftliche Akzeptanz
<ul style="list-style-type: none"> – Sehr geringe sozialpolitische Akzeptanz (für CO₂-Speicherung und CO₂-Transport), gesetzlicher Rahmen (KSpG) erlaubt derzeit keine großskalige Speicherung von CO₂. – Keine Marktakzeptanz: Zu leistende Mehrinvestitionen bzw. spezifische Abscheidekosten lassen sich mit den derzeit niedrigen Preisen für Emissionszertifikate nicht erlösen.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– Pfadabhängigkeit korreliert mit den Lebensdauern von Industrieprozessen und Kraftwerken. Kommerzielle Verfügbarkeit nicht vor 2030.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Aufbau neuer Infrastrukturen: CO ₂ -Pipelines, CO ₂ -Speicher (entfällt ggfs. wenn CO ₂ stofflich genutzt wird)
Systemkompatibilität
<ul style="list-style-type: none"> – Erwartet wird zukünftig ein starker Rückgang der Kohleverstromung; eine Vielzahl der heutigen Kohlekraftwerke weist ein relativ hohes Alter auf, rechtliche Voraussetzungen für eine großskalige CO₂-Speicherung fehlen: Einsatz von CCS für den Kraftwerkseinsatz ist unwahrscheinlich. – Industrie: CO₂-Abscheidung als Option wenn CO₂ anderweitig (z. B. PtX) genutzt werden kann oder geologische Langzeitspeicherung möglich ist.

1 Beschreibung des Technologiefeldes CCS

1.1 Einleitung

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA 2015) wurden im Jahr 2013 etwa 42,5 % der gesamten weltweiten CO₂-Emissionen durch fossil gefeuerte Kraftwerke emittiert. Der Anteil der durch Industrieaktivitäten verursachten CO₂-Emissionen betrug etwa 25 % (IEA 2016b; Trudeau 2011), wobei es sich zu einem großen Teil um große Punktquellen handelt. Für das Erreichen ambitionierter Klimaschutzziele (< 2 °C –Ziel) wird dem Einsatz von CCS in manchen globalen Projektionen eine große Bedeutung zugemessen (IEA 2016b). Auch der IPCC (IPCC 2014) wertet die CCS-Technologie als eine der entscheidenden Schlüsseltechnologien, um ambitionierte Klimagasreduktionsziele zu erreichen. Hingegen wird in mehreren Studien von Greenpeace (Greenpeace International, Global Wind Energy Council, SolarPowerEurope 2015) davon ausgegangen, dass ein Erreichen ambitionierter Ziele auch ohne den Einsatz von CCS-Technologien möglich ist.

Der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren ist sowohl in fossil gefeuerten Kraftwerken als auch in Industrieprozessen (Stahl, Zement, Raffinerien) denkbar und könnte eine signifikante Minderung der CO₂-Emissionen ermöglichen. In einigen Industrieprozessen (z. B. Ammoniakherstellung, Erdgasaufbereitung) wird die Abscheidung von CO₂-Emissionen schon heute großtechnisch praktiziert. In den emissionsintensiven Prozessen (z. B. Kraftwerke) fallen bei einer CO₂-Abscheidung erhebliche CO₂-Mengen an, die es zu speichern gilt. Der CO₂-Transport vom Emittenten zum Speicherstandort erfordert in solchen Fällen eine CO₂-Pipelineinfrastruktur.

Für die Abtrennung von Kohlendioxid aus Gasgemischen bieten sich eine Vielzahl von Verfahren an; das Spektrum reicht von der Absorption und Adsorption über kryogene Trennung und Membranen bis hin zu biologischen Verfahren (COORETEC 2003; Göttlicher 1999; Metz et al. 2005). Im Hinblick auf einen Kraftwerkseinsatz werden weltweit drei Techniklinien favorisiert, die in den nachfolgenden Ausführungen im Fokus stehen. Auf sonstige Verfahren sowie Weiterentwicklungen dieser Verfahren, mit deren Einsatz erst langfristig zu rechnen ist, wird im Folgenden nur kurz eingegangen. Ausführliche Beschreibungen der CCS-Techniklinien finden sich in Fishedick et al. (2015), Markewitz und Bongartz (2012), Stolten und Scherer (2011) und Wietschel et al. (2010). Darüber hinaus ist auf einen zusammenfassenden Bericht (IEA 2016a) der Internationalen Energieagentur (IEA) zu verweisen, der einen Überblick über die weltweiten CCS-F&E-Aktivitäten der letzten 20 Jahre gibt.

Die derzeit intensiv diskutierten Verfahrensvarianten werden im Folgenden kurz skizziert. Die nachfolgende Beschreibung der Techniklinien orientiert sich an einem möglichen CCS-Einsatz in Kraftwerken, da die meisten der weltweit durchgeführten F&E-Arbeiten in der Vergangenheit und auch aktuell sich auf den Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren für Kraftwerksanwendungen fokussieren. Im Rahmen dieses Berichtes wird darauf eingegangen, inwieweit die Abscheidemöglichkeiten auch auf Industrieprozesse anwendbar sind. Die Möglichkeiten einer CO₂-Abscheidung lassen sich wie folgt kategorisieren (Metz et al. 2005):

- Post-Combustion: CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgasstrom
- Oxyfuel: CO₂-Aufkonzentration im Rauchgas durch eine sauerstoffgeblasene Verbrennung
- Pre-Combustion: CO₂-Abtrennung aus dem reformierten Synthesegas einer Vergasungsanlage

1.2 Post-Combustion Verfahren

Wird die CO₂-Abtrennung *nach* dem eigentlichen Verbrennungsprozess inklusive der nachgeschalteten Rauchgasreinigungssysteme (Staubfilter, REA, DENOX) vorgenommen, spricht man von Post-Combustion-Verfahren. Die aus heutiger Sicht aussichtsreichsten Verfahren sind die chemischen Absorptionsverfahren. Als mögliche Lösungsmittel kommen aminbasierte, ammoniakhaltige sowie alkalihaltige Lösungen in Frage. Mit Hilfe der Lösungsmittel wird das im Rauchgas befindliche CO₂ absorbiert. Das beladene Lösungsmittel wird wiederum mit Hilfe eines Regenerationsprozesses entfernt. Die Regeneration des Lösungsmittels wird durch einen Temperatur- und/oder Druckwechsel angeregt. Das regenerierte Lösungsmittel wird dem Kreislauf wieder zugeführt und für einen neuen Abscheidezyklus genutzt. Das abgeschiedene CO₂ wird für den Transport und die anschließende Speicherung konditioniert und verdichtet.

Neben den Verfahren der chemischen Absorption sind als weitere Optionen das Carbonate-Looping-Verfahren (Prinzip: trockene Sorption) sowie membranbasierte Verfahren (Polymermembranen, organische/anorganische Hybridmembranen) zu nennen. Gegenüber Verfahren mit chemischer Absorption handelt es sich hierbei um Techniken, mit denen sich weitere Effizienzverbesserungen erreichen lassen. Allerdings befinden sich solche innovativen Konzepte noch in einem sehr frühen Entwicklungs- bzw. Forschungsstadium. Sie werden daher auch als Post-Combustion der zweiten Generation bezeichnet, da mit ihrem Einsatz erst langfristig zu rechnen ist.

Die größten Erfahrungen liegen für CO₂-Wäschen auf der Basis von Alkanoaminen (Monoethanolamine) vor, da sie bereits heute schon großtechnisch in einigen Industrieprozessen (z. B. Ammoniakherstellung, Erdgasaufbereitung) eingesetzt werden. Die Übertragbarkeit auf Kraftwerksprozesse ist derzeit Gegenstand von vielen Forschungsaktivitäten und wird im Rahmen einiger weniger Großprojekte demonstriert. Ausführliche Beschreibungen von Post-Combustion Verfahren finden sich in Eppler und Ströhle (2011), Fahlenkamp und Dittmar (2011), Feron und Puxty (2011), Fishedick et al. (2015), Reijerkerk et al. (2011), Thomsen (2011) und Wietschel et al. (2010). Der Vorteil der aminbasierten Wäschen besteht z. B. darin, dass sich hohe CO₂-Reinheiten bei hohen Abscheidegraden erzielen lassen. Darüber hinaus ist die aminbasierte Wäsche das einzige Verfahren, das auch für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke geeignet ist.

Stand der Technik

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf aminbasierte Verfahren, da sie aus heutiger Sicht am vielversprechendsten ist.

Das Rauchgas fossil gefeuerter Kraftwerke besitzt einen CO₂-Stoffmengenanteil von ca. 12 bis 14 % (Kohlekraftwerke) bzw. 3 bis 4 % (Gaskraftwerke) (Metz et al. 2005).

Das Rauchgas hat einen Druck von 1 bar, sodass das CO₂ mit einem Partialdruck von 30 bis 140 mbar stark verdünnt ist. Unter diesen Randbedingungen bieten sich insbesondere Wäschen auf Basis chemischer Absorption an.

Die Regeneration des beladenen Lösungsmittels erfordert einen hohen energetischen Aufwand, der zu deutlichen Wirkungsgradeinbußen des Kraftwerksprozesses führt. Die Wirkungsgradverluste eines Kohlekraftwerkes mit einer aminbasierten Wäsche liegen zwischen 7 und 13 %-Punkten (Markewitz et al. 2012). Durch den Einsatz neuer Waschmittel und effizienterer Packungen in der Absorber- und Desorberkolonne kann der spezifische Energiebedarf der Regeneration signifikant reduziert werden (Moser et al. 2013), was zu einer Verringerung der Effizienzverluste führt und eine Reduzierung der Wirkungsgradeinbuße auf ca. 9 Prozentpunkte ermöglicht.

Zwar ist die aminbasierte CO₂-Wäsche ein in der Industrie (z. B. Ammoniakherstellung, Erdgasaufbereitung) erprobtes Verfahren, jedoch steht die großtechnische Machbarkeit in Kraftwerken noch aus. In zahlreichen kleinen Versuchs- und Pilotanlagen wurde die prinzipielle Machbarkeit zur Dekarbonisierung von Kraftwerksrauchgasen gezeigt. Die weltweit größten Aminwäschen für den Kraftwerkseinsatz befinden sich derzeit in den USA (Steinkohlekraftwerk W.A. Parish Power Plant, 240 MW¹, ab 2017, Retrofit) sowie in Kanada (Braunkohlekraftwerk Boundary Dam, 139 MW, seit 2014) (Danko 2015). Eine kommerzielle Anwendung in einem Kraftwerk üblicher Blockgröße gibt es derzeit nicht.

Vorteile des Verfahrens sind nach Markewitz et al. (2012):

- Verfahren findet in anderen chemischen Prozessen kommerziell Anwendung
- Hohes Effizienzoptimierungspotenzial (z. B. optimale Integration in den Kraftwerksprozess)
- Retrofitting möglich
- Basiskraftwerksprozess bleibt weitgehend unverändert
- Hohe Reinheiten (>99,99 %) bei hohen Abscheidegraden
- Derzeitige Tests im Demomaßstab („learning by doing“)

Nachteile des Verfahrens sind nach Markewitz et al. (2012):

- Hohe Investitionen
- Hoher Wirkungsgradverlust
- Ökologische Auswirkungen (z. B. durch Sprühverluste von Aminen bzw. Folgeprodukten)
- Flexibilitätsgrad der Betriebsweise ist derzeit ungeklärt

1.3 Oxyfuel-Verfahren

Unter der Bezeichnung *Oxyfuel* wird die Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen mit reinem Sauerstoff verstanden, wodurch eine hohe Aufkonzentration des Kohlendioxids erreicht wird. Gegenüber heutigen Kohlekraftwerken, bei denen der CO₂-Gehalt des Rauchgases etwa 12 bis 15 Vol.-% beträgt, liegt dieser bei Oxyfuel-Anlagen bei etwa 89 %. Das Rauchgas besteht nach der Rauchgasreinigung und -wäsche im Wesentlichen aus einem reinen Kohlendioxid-Wasserdampf-

¹

Siehe hierzu auch: www.netl.doe.gov/research/coal/project-information/fe0003311

Gemisch. Durch das Auskondensieren des Wasserdampfes erhält man ein Rauchgas, das fast nur noch aus CO₂ besteht und das nach der Verdichtung zum Speicherstandort transportiert werden kann. Die Bereitstellung von Sauerstoff für den Verbrennungsprozess erfolgt mit einer kryogenen Luftzerlegungsanlage, in welcher der Sauerstoff der Luft durch Kondensation bei tiefen Temperaturen (<-182 °C) abgeschieden wird. Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff führt gegenüber heutigen Kraftwerken zu deutlich höheren Verbrennungstemperaturen und erfordert aufgrund der geänderten wärme- und strömungstechnischen Randbedingungen eine Modifikation der Brenner und des Feuerraumes. Zur Begrenzung der Feuerungstemperaturen wird ein Teil des CO₂-reichen Verbrennungsgases in den Feuerungsraum zurückgeführt. Gleichzeitig wird hierdurch nicht umgesetzter Sauerstoff erneut dem Verbrennungsprozess zugeführt und der Restsauerstoffgehalt des Rauchgases abgesenkt. Ausführliche Beschreibungen des Oxyfuel Prozesses finden sich in Fishedick et al. (2015), Stolten und Scherer (2011) und Wietschel et al. (2010).

Die Wirkungsgradverluste eines kohlegefeuerten Oxyfuel-Kraftwerks werden in einer Bandbreite von 8 bis 11 Prozentpunkten angegeben. Der größte Anteil des Verlustes entfällt auf die Luftzerlegungsanlage. Nach Berechnungen von Kather und Klostermann (2011) betragen die Effizienzverluste etwa 10 Prozentpunkte, wenn eine verbesserte Luftzerlegungsanlage sowie verbesserte Aufbereitungstechniken eingesetzt werden. Durch eine optimale Einbindung in den Kraftwerksprozess lässt sich der Effizienzverlust noch einmal um einen Prozentpunkt absenken. Mit dem Umstieg auf einen verbesserten Luftzerlegungsprozess (3-Säulen-Prozess) lässt sich der Effizienzverlust auf 8 %-Punkte absenken. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Effizienzangaben stets in Korrelation mit der CO₂-Abscheiderate, der erreichbaren CO₂-Reinheit sowie der Reinheit des Sauerstoffs gesehen werden müssen (Markewitz und Bongartz 2012).

Langfristig werden visionäre Optionen zur Sauerstoffzerlegung diskutiert. Eine Alternative ist das Chemical-Looping-Verfahren, bei dem Metalloxide als Sauerstoffträger diskutiert werden und das Metalloxid zwischen zwei Reaktoren im Kreislauf geführt wird. Mit diesem Verfahren werden Effizienzverluste von 8 Prozentpunkten für möglich gehalten. Eine andere Option zur Abtrennung von Sauerstoff aus der Luft besteht in der Nutzung von sauerstoffleitenden Membranen (Perovskite, Fluorite). Hier werden je nach Konzept Wirkungsgradverluste in einer Bandbreite von 6 bis 10 Prozentpunkten angegeben (Markewitz und Bongartz 2012).

Stand der Technik

Wertvolle Erkenntnisse konnten mit der seinerzeit weltweit größten Oxyfuel-Anlage (30 MW_{th}) am Braunkohlekraftwerksstandort Schwarze Pumpe gesammelt werden. Die Anlage wurde im Jahr 2008 in Betrieb genommen und bis 2014 betrieben. Auch im Rahmen des australischen Callide Projekts (Kohlekraftwerk CS Energy Callide Block A) wurde eine große Versuchsanlage (30 MW_{el}) ab dem Jahr 2012 bis zum Jahr 2015 betrieben². Die Anlage wies zum Projektende mehr als 10.000 Stunden Sauerstoffverbrennung sowie 5.500 Stunden Kohlendioxidabscheidung auf. Derzeit gibt es

²

Siehe hierzu: www.mitsui.com/jp/en/release/2015/1204974_6474.html

weltweit keine Oxyfuel-Demonstrationsanlagen im größeren Maßstab. Auch befinden sich weltweit keine Großanlagen im Bau noch in der Planung.

Vorteile des Verfahrens für den Kraftwerkseinsatz sind:

- Luftzerlegungsanlagen sind Stand der Technik
- Geringe ökologische Auswirkungen
- Hohes Effizienzverbesserungspotenzial

Nachteile des Verfahrens für den Kraftwerkseinsatz sind:

- Veränderung des Brenners und Kesseldesigns (Feuerraum) erforderlich
- Hohe Kosten
- Eignungstest als Retrofitingoption steht noch aus
- Begrenzte Flexibilität (Lastrampen) der Luftzerlegungsanlage

1.4 Pre-Combustion Verfahren

Das Pre-Combustion Verfahren basiert auf dem Prinzip der physikalischen Absorption und eignet sich insbesondere für die Verstromung von Kohle in Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC). Das Synthesegas (Gemisch aus H₂ und CO) aus der Kohlevergasung wird mit Hilfe eines CO-Shifts bei einem Druck von über 20 bar zu einem Gasgemisch umgewandelt, welches aus H₂ und CO₂ besteht. Dadurch liegt für die anschließende CO₂-Abtrennung je nach CO-Shift ein CO₂-Partialdruck von ungefähr 12 bis 20 bar vor (Easac 2013), was sich für den Einsatz eines physikalischen Absorptionsverfahrens anbietet. Durch die Vergasung mit angereichertem Sauerstoff sind die Gasvolumenströme im CO-Shift und der CO₂-Abtrennung geringer als beim Post-Combustion Capture. Nachteilig wirkt sich die erhöhte Komplexität des Systems aus. Weiterhin muss auch für diese Verfahrensfamilie Sauerstoff für die Vergasung/Reformierung bereitgestellt werden, was sich in erhöhten Betriebskosten und höherem Eigenverbrauch der Kraftwerke niederschlägt (Wietschel et al. 2010).

Die konventionelle CO₂-Abtrennung erfolgt mittels eines energieintensivem Wassergas-Shift-Reaktor und anschließender physikalischer Absorption, was mit Wirkungsgradverlusten von 7 bis 8 %-Punkten (Global CCS Institute 2012) korreliert. Als Absorptionsmittel werden häufig Methanol im sogenannten Rectisol®-Verfahren oder eine Mischung der Dimethylether des Polyethylenglycol in der sogenannten Selexol®-Wäsche eingesetzt Walspurger et al. 2011. Durch Integration eines Wassergas-Shift-Membranreaktors, Prozessoptimierung und Einsatz einer wasserdampfpermeablen Membran zur Regulierung des Dampfhaushalts könnte der Wirkungsgradverlust theoretisch auf bis zu 3,6 %-Punkte reduziert werden (Schiebahn 2013). Allerdings besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Aktuelle Forschungsschwerpunkte sind (Global CCS Institute 2012) zu entnehmen.

Stand der Technik

Das Pre-Combustion-Verfahren ist für den IGCC-Kraftwerksprozess konzipiert und setzt einen kommerziellen Einsatz dieses Basisprozesses voraus. Derzeit befinden sich weltweit nur insgesamt 10 IGCC-Kraftwerke im Bau oder in Betrieb (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*). Bislang konnte sich die Vergasungstech-

nologie gegenüber dem Verbrennungsprozess nicht durchsetzen. Kohlekraftwerke auf Basis der Kohleverbrennung sind weltweit die dominierende Technik. Als wesentliche Nachteile von IGCC-Kraftwerken sind hohe Investitionen, hohe Betriebskosten, der hohe Komplexitätsgrad sowie die mangelnde Anlagenverfügbarkeit zu nennen (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*), was insgesamt eine große Verbreitung dieser Technik bislang wesentlich hemmte.

Das Verfahren der physikalischen Absorption von CO₂ wird bereits heute schon in der Industrie kommerziell eingesetzt. Anwendungsfälle sind die Herstellung von Ammoniak oder Harnsäure, die Erdgasaufbereitung sowie die Synthesegasherstellung.

Vorteile des Verfahrens für den Kraftwerkseinsatz sind:

- Hohes Effizienzpotenzial
- Möglichkeit zur Polygeneration³ und dadurch Verbesserung der Flexibilität
- Hohe Abscheidegrade
- Industrieller Einsatz von physikalischen Absorptionsverfahren ist Stand der Technik

Nachteile des Verfahrens für den Kraftwerkseinsatz sind:

- Sehr hohe Kosten
- Unzureichende Erfahrungen mit dem Basisprozess IGCC
- Mangelnde Verfügbarkeit des Basisprozesses
- Flexibilitätseigenschaften sind weitestgehend ungeklärt
- Basisprozess IGCC besitzt eine hohe Komplexität
- Keine Retrofittingoption

1.5 Stand der großskaligen Nutzung von CO₂-Abtrennung

Basierend auf Informationen des australischen Global CCS Instituts (Global CCS Institute 2016, 2017a) wird im Nachfolgenden ein Überblick über den derzeitigen großtechnischen Einsatz von CCS gegeben. Unter Großprojekten werden Vorhaben mit einer jährlichen CO₂-Abscheidungsmenge von > 800.000 t (Kohlekraftwerke) bzw. > 400.000 t (Industrieanwendungen, Gaskraftwerke) verstanden. Derzeit existieren 21 großtechnische Anwendungen mit CO₂-Abscheidung, von denen sich aktuell 5 Anlagen im Bau befinden und aller Voraussicht nach in 2017 in Betrieb gehen. Die Aufbereitung von Erdgas ist derzeit der Hauptanwendungsfall für den Einsatz von Kohlendioxidabtrennungsverfahren. Insgesamt existieren weltweit 9 große Erdgasaufbereitungsanlagen mit einer jährlichen CO₂-Abscheidekapazität, die in einer Bandbreite von 0,8 bis 8,4 Megatonnen (Mt) liegt. Vier der Anlagen befinden sich in den USA, 2 in Norwegen, jeweils eine Anlage in Brasilien, Saudi Arabien sowie Australien. Vier der Anlagen basieren auf dem Verfahren der physikalischen Absorption, 3 Anlagen auf dem Verfahren der chemischen Absorption. Die gesamte jährlich abgetrennte CO₂-Menge beträgt ca. 25 Mt. In vielen Fällen wird das CO₂ für die Förde-

³ Unter Polygeneration wird die Möglichkeit verstanden, aus dem Synthesegas unterschiedliche Produkte (z. B. Strom, Kraftstoffe, chemische Produkte) herzustellen.

rung von Erdöl (EOR) genutzt. Hinzuweisen ist auf die norwegischen Projekte Sleipner und Snowhit, bei denen das abgeschiedene CO₂ direkt gespeichert wird.

In der nachfolgenden Tabelle sind die derzeit größten Industrieanwendungen für CCS aufgelistet. Die jährlichen Abscheidemengen liegen in einer Bandbreite von 0,3 und 3 Mt. In vier Anlagen werden Verfahren eingesetzt, die auf der chemischen Absorption basieren, gefolgt von 3 Projekten, welche die physikalische Absorption nutzen. Hauptanwendungen sind die Düngemittelherstellung sowie die Herstellung von Wasserstoff. Fast alle Anlagen befinden sich in Nordamerika. Wie bei den Erdgasaufbereitungsprojekten wird bei allen Anlagen das abgeschiedene CO₂ für die Erdölförderung genutzt.

Tab. 1-1 Großtechnische Industrieanwendungen für CO₂-Abscheidung

Projektname	Land	Inbetriebnahme	Anwendung	Abscheidemenge [Mt/a]	Verfahren
Enid fertilizer CO ₂ EOR project	USA	1982	Düngemittel	0,7	Chemische Absorption
Great plains	USA	2000	SNG	3	Physikalische Absorption
Air products	USA	2013	H ₂ -Produktion	1	Druckwechseladsorption
Coffeyville Gasification	USA	2013	Düngemittel	1	Physikalische Absorption
Quest	Kanada	2015	H ₂ -Produktion	1	Chemische Absorption
Abu Dhabi CCS project	Vereinigte Arabische Emirate	2016	Stahl und Eisen	0,8	Chemische Absorption
Alberta ACTL	Kanada	2017	Düngemittel	0,3-0,6	Chemische Absorption
Alberta ACTL	Kanada	2017	Raffinerie	1,2-1,4	Physikalische Absorption
Illinois Industrial CCS	USA	2017	Ethanolproduktion	1	Fermentierung

Quelle: Global CCS Institute (2016, 2017a)

Tab. 1-2 Großtechnische Kraftwerksanwendungen für CO₂ Abscheidung

Projektname	Land	Inbetriebnahme	Anwendung	Abscheidemenge [Mt/a]	Verfahren
Boundary Dam	Kanada	2014	Steinkohlekraftwerk, 139 MW, Post-Combustion	7	Chemische Absorption
Petra Nova	USA	2017	Braunkohlekraftwerk, 240 MW, Post-Combustion	3	Chemische Absorption
Kemper	USA	2017	Braunkohlekraftwerk, 524 MW, Pre-Combustion	3	Physikalische Absorption

Quelle: Global CCS Institute (2016, 2017a)

In den vergangenen 10 Jahren wurden eine Vielzahl von kleineren Pilot- und Versuchsanlagen betrieben, mit denen CO₂-Abscheidungsverfahren für den Kraftwerkseinsatz untersucht wurden und wichtige Erkenntnisse gewonnen werden konnten. Ein Überblick der derzeit laufenden sowie abgeschlossenen Projekte findet sich in (Global CCS Institute 2017b). Der großtechnische Einsatz einer aminbasierten Wäsche wird derzeit im kanadischen Steinkohlekraftwerk Boundary Dam getestet. In 2017 wurde die CCS-Anlage (ebenfalls aminbasierte Wäsche) des amerikanischen Braunkohlekraftwerks Parish Power Plant in Betrieb genommen. Mit großer Verzögerung soll in 2017 das amerikanische IGCC-Braunkohlekraftwerk Kemper in Betrieb genommen werden, bei dem das CCS-Verfahren auf einer physikalischen Absorption basiert. Bei allen drei Kraftwerksprojekten wird das abgeschiedene CO₂ für die Erdölförderung genutzt. Eine kommerzielle Nutzung für übliche Kraftwerksgrößen im Bereich von mehreren Hundert Megawatt existiert derzeit nicht.

1.6 Exkurs: CO₂-Abscheidung für die Biogasaufbereitung

Nach (Lenz et al. 2016) wurden in Deutschland im Jahr 2015 ca. 183 Biomethananlagen mit einer jährlichen Einspeisekapazität von ca. 665 Mio. Nm³ betrieben. Aufgrund des hohen CO₂-Gehaltes des Biogases ist eine Aufbereitung notwendig, bevor das Gas in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Der CO₂-Gehalt des unbehandelten Biogases liegt je nach Herkunft in einer Bandbreite von 25 bis 55 % und ist somit deutlich höher als der von Kraftwerksrauchgasen.

Für die Einspeisung von Biogas in das Niederdruck-Erdgasnetz sind diverse Anforderungen zu erfüllen, die in den einschlägigen Regelwerken (DVGW Arbeitsblätter G280, G685) vorgeschrieben sind. Dies umfasst u. a. die Einhaltung brenntechnischer Kennwerte, eines CO₂-Anteiles im aufbereiteten Biogas (maximal 6 %), eines Sauerstoffanteils (maximal 3 %) sowie eines maximal zulässigen Wassergehaltes. Um diese Anforderungen erfüllen zu können, ist eine Aufbereitung des erzeugten Biogases notwendig. Um einen möglichst hohen Methangehalt sowie die geforderten Grenzwerte einhalten zu können, bedarf es einer verfahrenstechnischen Aufbereitung, die auch eine Abscheidung der CO₂-Bestandteile des Rohbiogases beinhaltet.

Bei den in heutigen Biomethanganlagen eingesetzten Verfahren zur Abscheidung von CO₂ handelt es sich im Wesentlichen um Verfahren der Druckwechseladsorption sowie um Druckwasserwäschen. Aminbasierte Wäschen sowie physikalische Wä-

schen finden demgegenüber weniger Anwendung: Zwar ließen sich mit diesen Wäsche-Verfahren die höchsten Methanreinheiten mit äußerst geringen Methanverlusten erreichen, allerdings würde für die Regeneration der beladenen Waschflüssigkeit Prozesswärme benötigt, die nicht an jedem Anlagenstandort verfügbar ist. Zudem ist bei der Aminwäsche eine vorgeschaltete Entschwefelung des Biogases notwendig. Ein weiterer Nachteil ist der notwendige, permanente Austausch degradierter Waschflüssigkeit, der die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflusst. Wesentliche Vorteile besitzt der Einsatz von Druckwasserwäschen. Die CO₂-Beladungskapazität von Wasser ist zwar niedriger als die von aminbasierten Flüssigkeiten und benötigt eine größere Waschmittelmenge, was wiederum einen erhöhten Pumpaufwand bedeutet. Allerdings kann die Wassermenge durch einen erhöhten Druck (höhere Beladungskapazität) verringert werden. Darüber hinaus besitzt Wasser die Eigenschaft, auch andere saure Bestandteile (z. B. H₂S) zu lösen, was einen zusätzlichen Reinigungsschritt erspart. Die Regeneration des beladenen Washwassers ist einfach und benötigt keinen Prozessdampf. Die Regeneration geschieht durch Desorption mit Luft (Urban, Lohmann, Girod 2012). Ein wesentlicher Vorteil gegenüber aminbasierten Wäschen ist die unbegrenzte und kostengünstige Wasserverfügbarkeit. Darüber hinaus können die entstehenden Abwärmen z. B. für den Fermentationsprozess genutzt werden. Die spezifische Kapazität heutiger Anlagen liegt in einem Bereich von 300 bis 1250 m³/h. Allen Waschverfahren (chemische und physikalische Wäschen) ist eine Gastrocknung nachgeschaltet, die jedoch bei der Druckwechseladsorption entfällt. Bei der Druckwechseladsorption wird das Rohbiogas auf 4 bis 7 barverdichtet und anschließend auf unter 40°C abgekühlt, was die Adsorptionseigenschaften deutlich verbessert. Danach wird das Gas durch einen Adsorber geführt, mit dem das Kohlendioxid mit Hilfe von Kohlenmolekularsieben zurückgehalten wird. Die Regeneration der Adsorbentien erfolgt mit einer Vakuumpumpe. Der Vorteil des Verfahrens besteht in der hohen Standfestigkeit sowie der preisgünstigen Verfügbarkeit der Kohlenstoffmolekularsiebe. Ebenfalls von Vorteil ist, dass die Druckwechseladsorption ohne zusätzlichen Prozesswärmebedarf auskommt. Wie bereits beim Druckwasserwaschverfahren kann die entstehende Abwärme für den Fermentationsprozess genutzt werden. Nachteilig ist die ggfs. notwendige Vorreinigung des Rohgases für den Fall hoher H₂S-Gehalte sowie die relativ niedrigen Reinheiten (>96 %), die jedoch den einschlägigen Regelwerken für die Gasnetz-Einspeisung genügen (DBFZ 2012). Als weitere Möglichkeit bietet sich auch der Einsatz membranbasierter Verfahren an.

1.7 Exkurs: Bioethanolherstellung

Im Jahr 2015 wurden in Deutschland ca. 740.000 t Bioethanol produziert (Lenz et al. 2016). Als Hauptrohstoffe werden nach Lenz et al. (2016) Getreide (63 %) und Zuckerrüben (36 %) eingesetzt. Die Herstellung basiert auf dem Prinzip der Vergärung. In einem ersten Prozessschritt werden die Rohstoffe unter Zugabe von Wasser und Enzymen zu Zucker umgewandelt. Dieser wird unter Zugabe von Hefe in einem Vergärungsprozess zu Bioethanol umgewandelt. Der Reaktionsgleichung entsprechend, entsteht prozessbedingtes CO₂, das nach Herrmann, Matthes und Athmann (2012) in hochkonzentrierter Form anfällt. Derzeit wird das CO₂ ungenutzt in die Atmosphäre geleitet. Über mögliche CO₂-Abscheideverfahren liegen derzeit keine Informationen vor.

1.8 Entwicklungsbedarf für CO₂-Abscheidung

Hinsichtlich des Entwicklungsbedarfs für die CO₂-Abscheidung wird im Folgenden nach den möglichen Anwendungen unterschieden. Dies sind zum einen der Einsatz von CO₂-Abscheidetechniken in Kraftwerken sowie zum anderen mögliche Anwendungen in der Industrie. Hinzuweisen ist auch auf den F&E-Bedarf, der in der Vorläuferstudie (Wietschel et al. 2010) skizziert wurde. Zwar wurden in den letzten Jahren weltweit im Rahmen zahlreicher F&E-Projekte eine Vielzahl von Erkenntnissen gewonnen, jedoch sind die seinerzeit skizzierten F&E-Empfehlungen in ihren grundlegenden Themen nach wie vor aktuell.

1.8.1 Kraftwerksanwendungen: Chemische Wäsche

Die Hauptprobleme von Wäschen auf der Basis chemischer Absorption und mit aminbasierten sowie anderen Lösungsmitteln beziehen sich auf folgende Punkte, die letztendlich alle zu erhöhten Betriebs- und Kapitalkosten führen (Wietschel et al. 2010) und hinsichtlich eines zukünftigen F&E-Bedarfs Relevanz besitzen:

- Zersetzung der Lösungsmittel in Anwesenheit von Sauerstoff und anderen Fremdstoffen (z. B. Staub)
- Hohe Raten der Lösungsmitteldegradierung durch Reaktionen mit Schwefeldioxid oder Stickoxid aus dem Rauchgas
- Hoher Energieverbrauch für die benötigte Regenerierung des Lösungsmittels

Weitere F&E-Themen sind:

- Konzepte zur optimalen Integration von Verfahren chemischer Absorption in den Kraftwerksprozess (insbesondere Retrofitting)
- Erschließen von Kostensenkungspotenzialen
- Analyse von Flexibilitätseigenschaften und Möglichkeiten der Flexibilitätssteigerung
- Upscaling auf kommerzielle Kraftwerksgrößen (derzeit weltweit nur eine Demonstrations-Anlage)
- Einsatz von chemischen Wäschen in gasgefeuerten Kraftwerken

1.8.2 Kraftwerksanwendungen: Oxyfuel

Wichtige Erkenntnisse wurden im Rahmen großer Forschungsprojekte (z. B. Schwarze Pumpe, Deutschland, Callide Australien) gewonnen. Allerdings liegen derzeit keine Erfahrungen hinsichtlich eines großtechnischen Einsatzes im Demonstrationsmaßstab vor. In Anlehnung an IEA (2016a) und Wietschel et al. (2010) wird F&E-Bedarf zu folgenden Themen gesehen:

- Entwicklung effizienterer Luftzerlegungsanlagen
- Konzepte zur optimalen Integration in den eigentlichen Kraftwerksprozess
- Optimierung von Abscheiderate, Sauerstoffreinheit und CO₂-Reinheit
- Verringerung von Lufteinbrüchen (Falschlufte)
- Feuerungskonzepte (z. B. Einsatz von Schmelzkammerfeuerungen)
- Neue Brennerkonzepte
- Analyse der Machbarkeit im Rahmen eines Retrofitting

- Analyse von Flexibilitätseigenschaften und Möglichkeiten der Flexibilitätssteigerung
- Einsatz von Oxyfuel in gasgefeuerten Kraftwerken
- Sauerstoffherstellung mit neuen Verfahren (z. B. chemical looping, Membraneinsatz)
- Bau einer großtechnischen Demonstrationsanlage

1.8.3 Kraftwerksanwendungen: Pre-Combustion

Derzeit ist in Deutschland kein Neubau von kohlegefeuerten Kraftwerken geplant (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*). Die Umsetzung der Pre-combustion-Techniklinie erfordert jedoch den Neubau eines Kohlekombikraftwerks (IGCC). Da das Pre-Combustion Verfahren für das Retrofitting bestehender kohlegefeuerter Verbrennungskraftwerke nicht geeignet ist, besitzt sie somit auch keine Bedeutung für den deutschen Kraftwerksbestand. Weltweit werden derzeit 10 IGCC-Anlagen betrieben bzw. befinden sich im Bau. In einer zusammenfassenden Bewertung des IGCC-Prozesses (Barnes 2013) werden die derzeitigen Probleme am Beispiel der bestehenden Anlagen skizziert (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*). Zu nennen sind z. B. mangelnde Verfügbarkeit aufgrund der hohen Anlagenkomplexität, hohe Investitionen etc. Insgesamt ist festzustellen, dass sich das IGCC-Konzept weltweit nicht durchgesetzt hat. Vor dem Hintergrund der derzeit weltweit in Bau befindlichen Kohlekraftwerke, ist eine Präferenz für IGCC-Kraftwerke nicht zu erkennen. Grundlegende Voraussetzung für den Einsatz der Pre-combustion-Variante ist ein effizienter, kostengünstiger IGCC-Basisprozess mit hoher Verfügbarkeit. Mögliche F&E-Felder wurden in der Vorläuferstudie (Wietschel et al. 2010) skizziert. Da sowohl national als auch international derzeit nicht erkennbar ist, dass sich Kohlekombikraftwerke gegenüber konventionellen Verbrennungskraftwerken durchsetzen werden, dürfte die Pre-Combustion-Techniklinie auf kurz- und mittelfristige Sicht keine Bedeutung besitzen. Die Techniklinie wird in den nachfolgenden Ausführungen daher nicht weiter behandelt.

1.8.4 Industrieanwendungen

Schätzungsweise 27 % der weltweiten CO₂-Emissionen werden nach Angaben der IEA durch industrielle Prozesse verursacht (IEA 2016b). Etwa drei Viertel dieser Emissionen stammen aus größeren Punktquellen der Branchen Eisen und Stahl, Zement, Raffinerien sowie sonstigen Industrieprozessen (z. B. Gasaufbereitung, H₂-Herstellung, Ammoniakherstellung etc.) (Trudeau 2011). Zukünftig wird weltweit von einem weiteren Emissionsanstieg dieser Prozesse ausgegangen. Für das Erreichen ambitionierter Klimaschutzziele (2 °C-Ziel) wird von der Internationalen Energieagentur (IEA 2016a, 2016b) der Einsatz von CO₂-Abscheidetechniken auch für Industrieprozesse für unbedingt notwendig erachtet (siehe hierzu Kapitel 3.1).

Der Anteil der durch die Industrie verursachten CO₂-Emissionen betrug in Deutschland im Jahr 2015 etwa 164 Mio. t, was einem Anteil von knapp 21 % an den gesamten CO₂-Emissionen entspricht. Der Anteil der prozessbedingten CO₂-Emissionen innerhalb der industriellen Emissionen betrug im Jahr 2014 etwa 26,8 % (44,8 Mio. t) (Ziesing 2016). Die Menge aller industriellen Klimagasemissionen (CO₂ und weitere Klimagase wie Methan, Distickstoffoxid etc.) lag im Jahr 2015 bei 181 Mio. t CO_{2eq}.

Der Anteil der emissionshandelspflichtigen Industrieanlagen (Anzahl 2015: 922) betrug nach DEHSt (2016) im Jahr 2015 ca. 123 Mio. t CO_{2eq}. Mit einem Anteil von etwa 30 % (ca. 37 Mio. t) wies die Eisen- und Stahlbranche den höchsten Anteil auf, gefolgt von der mineralverarbeitenden Industrie mit 28,2 % (34,7 Mio. t), den Raffinerien mit 20,2 % (24,9 Mio. t) und der chemischen Industrie mit 14,6 % (17,8 Mio. t). Verglichen mit dem weltweiten Emissionsanteil von ca. 27 % (siehe oben) liegt der Anteil der vorgenannten Branchen mit 13,5 % an den gesamten deutschen Treibhausgasemissionen deutlich niedriger. Für das Erreichen der von der Bundesregierung festgesetzten Klimagas-minderungsziele ist eine deutliche Reduktion der industriebedingten Emissionen erforderlich. Im Nachfolgenden werden daher Möglichkeiten eines Einsatzes von CCS-Techniken für ausgewählte Branchen skizziert.

1.8.4.1 Raffinerien

Mit Hilfe einer Raffinerie wird Rohöl zu vermarktungsfähigen Produkten (z. B. Benzin, Heizöl, Kerosin, Schmiermittel etc.) umgewandelt. Im Gegensatz zu anderen Industrieanlagen (z. B. Hochofen, Zement) wird in unterschiedlichsten Prozessen eine große Anzahl von Produkten hergestellt. Für die Hauptprozessgruppen Destillation, Konversion (Cracken, Coken, Reformieren) und die Nachbehandlung und Veredlung von Produkten wird in unterschiedlicher Form Wärmeenergie benötigt. Demzufolge verteilen sich in einer Raffinerie die dabei entstehenden CO₂-Emissionen auf unterschiedliche Quellen (Prozessöfen, Dampferzeuger, katalytische Cracker, Wasserstoffherstellung). In einigen Raffinerien wird der benötigte Prozessdampf in betriebseigenen Kraftwerken erzeugt, bei denen ein Einsatz von CCS-Technik, wie in den vorherigen Ausführungen diskutiert, möglich ist. Neben der Effizienzverbesserung von Öfen, einer verbesserten Wärmeintegration, einer besseren Prozessführung sowie der KWK-Nutzung wird auch der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren (integriert in den Raffinerieprozess) als weitere Minderungsmaßnahme diskutiert (De Coninck und Mikunda 2010). Prinzipiell ist der Einsatz von allen derzeit diskutierten CCS-Verfahren möglich. Für Öfen und Dampferzeuger kommen sowohl die chemische Absorptionswäsche als auch physikalische Absorptionsverfahren in Frage. Letzteres wird insbesondere in Kombination mit einer Vergasung von Petrolkoks diskutiert. Ein mögliches Problem könnten die relativ niedrigen CO₂-Gehalte⁴ des Abgasstroms sein, was durch Aufkonzentration mit Hilfe des Oxyfuel-Verfahrens gelöst werden könnte (Fleer 2011).

Etwa 5 bis 20 % der CO₂-Emissionen resultieren aus der Herstellung von Wasserstoff, der für diverse Crackverfahren benötigt wird und derzeit mit Hilfe der Dampfreformierung von Erdgas oder durch Vergasung von schweren Raffinerierückständen (z. B. flexi coking) produziert wird (De Coninck und Mikunda 2010). Auch hier wäre der Einsatz von CCS-Verfahren (z. B. physikalische Wäsche) möglich.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Einsatz von verschiedenen CO₂-Abscheideverfahren in unterschiedlichen Prozessen einer Raffinerie denkbar ist. Das gilt insbesondere für Abgasströme mit einem hohen CO₂-Gehalt. Neben der fehlen-

4

Der CO₂-Gehalt des Abgases von Prozessöfen in der Raffinerie liegt zwischen 8 bis 10 Vol %. Der CO₂-Gehalt des Abgases von Crackern liegt bei 10 bis 20 % (vgl. Fleer 2011)

den Wirtschaftlichkeit dürfte die technische Integration dieser Verfahren in den eigentlichen Raffinerieprozess ein weiteres Problem sein. Darüber hinaus ist der zusätzliche apparative Aufwand zu sehen, der möglicherweise auch ein Platz- und Raumproblem darstellt. Derzeit ist weltweit nur ein größeres Demonstrationsprojekt (Alberta ACTL) bekannt, in dem der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren in Raffinerien getestet wird (siehe Kapitel 1.5).

1.8.4.2 Stahl- und Eisen

Etwa 70 % der weltweiten Rohstahlerzeugung erfolgt mit dem emissionsrelevanten Oxygenstahlverfahren (in der Regel Primärstahlerzeugung aus Eisenerz) und 30 % der Erzeugung stammt aus Elektrostahlverfahren (Sekundärstahlerzeugung aus Schrott). Die Anteile der deutschen Rohstahlerzeugung sind nach Angaben der Wirtschaftsvereinigung Stahl (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2016) in etwa vergleichbar.

Ein integriertes Hüttenwerk zur Erzeugung von Oxygenstahl besteht aus einer Vielzahl von Anlagenkomponenten, die in der Regel Emissionsquellen sind. Größte Punktquelle ist der Hochofen, auf den etwa zwei Drittel der Gesamtemissionen eines integrierten Hüttenwerks entfallen (Fleer 2011). Das während des Hochofenprozesses (energie- und prozessbedingt) gebildete CO₂ ist Bestandteil des sogenannten Gichtgases, das wiederum anderweitig genutzt wird (z. B. im Winderhitzer oder Kraftwerk). Der Anteil des im Gichtgas enthaltenen Kohlendioxids hängt dabei maßgeblich von den eingesetzten Brennstoffen bzw. Reduktionsmitteln ab und wird in einer Bandbreite von 17 bis 25 % angegeben (Hohlfeld et al. 2011).

Für die Reduktion der CO₂-Emissionen bieten sich zahlreiche Möglichkeiten an. Das Spektrum reicht von einer verbesserten Wärmenutzung, neuen kohlebasierten Prozessen (Schmelz- und Eisendirektreduktion) bis zur Substitution von Brennstoffen (z. B. erdgasbasierte Direktreduktion) (Fleer 2011). Die Abscheidung von CO₂ stellt eine weitere Variante dar.

Diskutiert wird der Einsatz von CCS-Technologien entlang der Hochofen-Konverterstrecke. Eine vielversprechende Möglichkeit ist das sogenannte Gichtgas-Recycling (auch oftmals als top gas recycling bezeichnet), bei dem das CO₂ durch eine chemische oder physikalische Wäsche abgeschieden und danach dem Hochofenprozess als Reduktionsmittel wieder zugeführt wird. Durch Einblasen von Sauerstoff in den Hochofen können der Stickstoffanteil im Gichtgas gesenkt und die Eigenschaften des Gichtgases verbessert werden (Fleer 2011; UNIDO 2010).

Eine weitere Möglichkeit wird darin gesehen, das im Gichtgas befindliche Kohlenmonoxid mit Hilfe einer Shift-Reaktion in CO₂ umzuwandeln und dann das im Synthesegas enthaltene CO₂ mit Hilfe einer physikalischen Wäsche abzutrennen. Das verbleibende H₂/N₂-Gemisch könnte mit Hilfe eines Gasturbinenprozesses genutzt werden (Gielen 2003).

Direktreduktionsverfahren stellen eine weitere Option der Primärstahlerstellung dar. Die Direktreduktion erfolgt mit einem Reduktionsgas auf Erdgasbasis. Das reduzierte Eisen wird anschließend mit einem Elektro-Lichtbogenofen geschmolzen. Ein Vorteil des Verfahrens besteht darin, auf Kokereien zukünftig verzichten zu können und damit den CO₂-Auststoß deutlich zu verringern. Die aus dem Reduktions-

prozess resultierenden CO₂-Emissionen könnten mit herkömmlichen CCS-Verfahren abgeschieden werden. Derzeit wesentliches Hemmnis für den Einsatz von Direktreduktionsverfahren ist die schlechtere Wirtschaftlichkeit und das eingeschränkte Produkteinsatzspektrum (hochwertiges Eisenerz) gegenüber herkömmlichen Oxygenstahlherstellungsverfahren (Fleer 2011; IEA 2010; UNIDO 2010). Am Stahlstandort Abu Dhabi wird im Rahmen eines Forschungsprojekts (Abu Dhabi CCS project⁵) derzeit die Möglichkeit einer CO₂-Abscheidung für ein Direktreduktionsverfahren im großtechnischen Maßstab untersucht. Hierbei handelt es sich um die weltweit größte Abscheideanlage für eine Anwendung in der Stahlbranche. Das abgeschiedene CO₂ wird für die Erdölförderung eingesetzt.

Auch bei einem Schmelzreduktionsverfahren (z. B. Hlsarna Schmelztechnologie) besteht die Möglichkeit, CO₂-Abscheideverfahren einzusetzen, da durch die Kohlevergasung mit reinem Sauerstoff eine relativ hohe CO₂-Konzentration im Abgas erreicht wird. Allerdings befindet sich dieses Verfahren noch in einer frühen F&E-Phase, so dass eine Ablösung des klassischen Oxygenstahlverfahrens nicht in absehbarer Zukunft zu erwarten ist (IEA 2010).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass es einige Möglichkeiten gibt, CO₂-Abscheideverfahren bei der Rohstahlerzeugung einzusetzen. Nach UNIDO (2010) reicht die Bandbreite von chemischen und physikalischen Wäschen bis hin zu Druckwechseladsorptionsverfahren und kryogenen Verfahren. Auch wird die Kombination verschiedener Verfahren für möglich gehalten. Eine Beschreibung ausgewählter Verfahren findet sich in Pfeifer (2015).

Hinzuweisen ist auf das deutsche Forschungsprojekt Carbon2Chem⁶, in dem die Nutzung der Bestandteile des Hüttengases (darunter auch CO₂) für die Produktion von Ausgangsprodukten für Kraftstoffe, Düngemittel oder Kunststoffe genutzt werden. Es wird davon ausgegangen, dass die im Fokus von F&E zu untersuchenden Nutzungsverfahren auf eine Vielzahl von Stahlstandorten weltweit übertragen werden können.

1.8.4.3 Zement und Klinker

Zement ist ein hydraulisches Bindemittel, das zur Herstellung von Baustoffen eingesetzt wird. Er enthält einen Klinkeranteil (etwa 70 %), der im sogenannten Klinkerbrennprozess hergestellt wird. Hierbei werden direkte CO₂-Emissionen (ca. ein Drittel) brennstoffbedingt durch den Drehofenbetrieb freigesetzt. Etwa zwei Drittel der Emissionen sind prozessbedingt und werden im Kalzinator freigesetzt. Möglichkeiten zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bestehen in der verfahrenstechnischen Optimierung, einer Brennstoffsubstitution des Energieeinsatzes für den Ofenbetrieb sowie eine Reduzierung des Klinkeranteils im Zement. Als weitere Variante ist der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren denkbar, indem das Abgas (ca. 14-33 Vol. % CO₂) hinter dem Klinkerofen mit Hilfe einer chemischen Wäsche abgeschieden wird (Barker 2010; IEA 2008). Im Gegensatz zu einem Kraftwerk ist für die Regeneration

⁵ <https://www.globalccsinstitute.com/projects/abu-dhabi-ccs-project-phase-1-being-emirates-steel-industries-esi-ccs-project>

⁶ <https://www.thyssenkrupp.com/de/carbon2chem/>

des beladenen Lösungsmittels ein eigener Dampfprozess vorzusehen. Eine andere Möglichkeit besteht darin, den Kalzinator in Analogie zum Oxyfuelprozess mit reinem Sauerstoff zu betreiben. Hierdurch wird eine Aufkonzentration des CO₂ im Abgas erreicht, das anschließend gereinigt, aufbereitet und komprimiert wird. Ein Problem dieses Verfahrens stellt u. a. der höhere CO₂-Partialdruck dar, der die Kalzinierungsreaktion nachteilhaft beeinflussen könnte (Fleer 2011; IEA 2008). Gegenüber heutigen Anlagen wäre ein neues Design des Kalzinators notwendig (De Coninck und Mikunda 2010). Eine Alternative der Zementherstellung ist der sogenannte Celitement®-Prozess⁷, der gegenüber dem herkömmlichen Prozess bei niedrigeren Temperaturen arbeitet und etwa 50 % weniger Energie benötigt. Darüber besteht prinzipiell die Möglichkeit der Elektrifizierung der Wärmeerzeugung, wodurch ein reiner CO₂-Abgasstrom vorläge, der auch für die direkte CO₂-Nutzung in Frage käme.

Nach Hoenig et al. (2015) wurden bislang in der Zementindustrie weder Pilot- noch Demonstrationsversuche zur Erprobung von CO₂-Abscheideanlagen durchgeführt. Die derzeitigen Überlegungen sind eher grundsätzlicher bzw. konzeptioneller Natur. Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang auch auf die „Cement Technology Roadmap“ (IEA 2009) der Internationalen Energieagentur, die verschiedene F&E-Handlungsfelder für den Einsatz von CO₂-Abscheidung bei der Zementherstellung enthält. Im Rahmen des norwegischen CLIMIT-Projekts wird derzeit im Testzentrum Brevik untersucht, welche CO₂-Abscheidetechnik in Abhängigkeit von unterschiedlichen Rauchgaszusammensetzungen eines Zementwerkes am geeignetsten ist. Die norwegische Regierung plant die Demonstration einer großtechnischen CO₂-Abscheidung eines Zementwerkes (inklusive Transport und Speicherung). Die endgültige Projektentscheidung soll Anfang 2019 erfolgen (Brevik 2017).

1.8.4.4 Übersicht CO₂-Abscheidungsverfahren für Industrieanwendungen

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass es vielerlei Möglichkeiten gibt, CO₂ aus Industrieprozessen abzuscheiden. So sind viele der bekannten Abscheidungsverfahren einsetzbar oder sogar kombinierbar. Tab. 1-3 enthält eine Zusammenstellung des prinzipiellen Einsatzes verschiedener Abscheidungsverfahren für ausgewählte Industrieprozesse bzw. Branchen.

Tab. 1-3 Prinzipiell geeignete CO₂-Abscheidungsverfahren für ausgewählte Industrieprozesse

	Chemische Absorption	CO ₂ -Aufkonzentration	Druckwechseladsorption	Kryogene Verfahren	Physikalische Absorption
Zement	☒	☒	☐	☐	☒
Ammoniaksynthese	☒	☐	☐	☐	☒
Erdgasaufbereitung	☒	☐	☐	☒	☒
Eisen und Stahl	☒	☒	☒	☐	☒
Raffinerien	☒	☒	☐	☐	☒

Quelle: Markewitz und Bongartz (2012)

⁷

Der Prozess wurde vom KIT Karlsruhe entwickelt. Siehe hierzu Stemmermann et al. (2010).

1.9 CO₂-Transport

Der Einsatz von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidetechnik erfordert den Transport und die Speicherung von Kohlendioxid. Seit Anfang der 70er-Jahre wurde in den USA ein CO₂-Pipelinesnetz mit einer Transportkapazität von ca. 45 Mio. t/a aufgebaut, das heute eine Länge von ca. 3.100 km besitzt. Hintergrund ist die Nutzung von CO₂ zur Erdölförderung zur Steigerung der Entleerungsraten. CO₂-Pipelines sind somit Stand der Technik. Weltweit sind derzeit über 6.500 km CO₂-Pipelinesnetz installiert (Noothout et al. 2014). Die IEA veröffentlicht jährlich die F&E Budgets ihrer Mitgliedsländer differenziert nach Forschungsthemen (IEA 2016c). Vergleicht man die länderspezifischen F&E-Budgets für das Themenfeld CCS, wird deutlich, dass für den CO₂-Transport keine nennenswerten F&E Budgets bereitgestellt werden (siehe Kapitel 3.6). Hieraus lässt sich schließen, dass weltweit kein signifikanter Forschungsbedarf für den CO₂-Transport gesehen wird. Der CO₂-Transport wird daher in den nachfolgenden Ausführungen nicht weiter behandelt.

1.10 CO₂-Speicherung

Um langfristig das abgeschiedene Kohlendioxid sicher der Atmosphäre zu entziehen, muss es geologisch gespeichert oder einer weiteren Nutzung (siehe *Technologiefelder 2.4: CO₂-Nutzung* und *4.3: Power-to-liquids/chemicals*) zugeführt werden. Die geologische Speicherung ist seit vielen Jahren sowohl national als auch international Gegenstand intensiver F&E-Arbeiten.

Bei der geologischen Speicherung wird CO₂ durch gasdichte Bodenformationen oder Adsorptionsvorgänge eingeschlossen. Diskutiert und untersucht werden folgende geologische Speicheroptionen (Metz et al. 2005):

- Eintrag in tiefgelegene ungenutzte wasserführende Schichten (Aquifere) sowohl an Land als auch unter dem Meeresgrund
- Eintrag von CO₂ zur verbesserten Exploration von Erdgas/Erdöl
- Eintrag in entleerte Erdgas- und Erdölfelder sowie in Kohlenflöze

Umfangreiche Ausführungen zu den einzelnen Speichermöglichkeiten sowie Speicherpotenzialen in Deutschland sowie eine Kurzbeschreibung der weltweit größten Speicherprojekte finden sich in (Gerling und Knopf 2015). Eine aktuelle Liste der weltweit größten Speicherprojekte findet sich in (Global CCS Institute 2017a).

Entwicklungsbedarf CO₂-Speicher

Da die Potenziale einer stofflichen Nutzung des abgeschiedenen CO₂ begrenzt sind, kommt der CO₂-Speicherung bei einem großskaligen Einsatz von CO₂-Abscheidung eine Schlüsselrolle zu. Eine unverzichtbare Voraussetzung für eine CO₂-Speicherung ist die Dichtigkeit und Stabilität des Speichers, um den langfristigen Verbleib des Kohlendioxids zu gewährleisten. So ist sicherzustellen, dass die Deckschichten auch unter physikalisch-chemischer CO₂-Einwirkung intakt bleiben. Ein weiteres wichtiges Feld ist die Erkundung und Abschätzung der Speicherkapazitäten. Darüber hinaus gilt es, entsprechende Instrumente für ein Langzeitmonitoring zu entwickeln. Die geologische Speicherung ist derzeit Gegenstand einer Vielzahl von F&E-Aktivitäten. Für Deutschland gilt es, die technische Machbarkeit der CO₂-Speicherung in salinen Aquifere zu demonstrieren, da für diese Speicheroption die größten Potenziale be-

stehen. In diesem Kontext ist das deutsche CO₂-Speicherprojekt am Standort Ketzin zu nennen. Von 2008 bis 2013 wurden am Standort Ketzin erfolgreich erhebliche CO₂-Mengen (ca. 67.000 t) in einem salinen Aquifer gespeichert. Das Projekt umfasste ein umfangreiches Monitoring, mit dem wertvolle Erkenntnisse gesammelt werden konnten. Mit dem noch bis Ende 2017 laufenden Folgeforschungsprojekt COMPLETE soll der komplette Lebenszyklus eines Speicherprojektes demonstriert werden. Dies umfasst die Überwachung des Speichers nach Beendigung der CO₂-Injektion sowie die eigentliche Stilllegung eines CO₂-Speichers. Im Rahmen der BMBF-Forschungsinitiative GEOTECHNOLOGIEN wurden im Zeitraum von 2005 bis 2015 ca. 30 nationale Forschungsprojekte durchgeführt. Mit dem Forschungsvorhaben AUGÉ⁸ (Auswertung der GEOTECHNOLOGIEN-Projekte; Laufzeit bis Ende 2016) wurde vom BMBF ein Projekt initiiert, das die Ergebnisse der bisher im GEOTECHNOLOGIEN-Programm geförderten Forschungsprojekte zur unterirdischen CO₂-Speicherung auswertet und den aktuellen Stand der nationalen Forschung aufzeigen bzw. bewerten soll. Die Ergebnisse⁹ des vom Geoforschungszentrum Potsdam durchgeführten Projekts sollen zur Definition für Sicherheitsanforderungen und Genehmigungsverfahren im Rahmen des Kohlendioxid-Speichergesetzes (KSpG) verwendet werden. Darüber hinaus soll ein möglicher weiterer nationaler F&E-Bedarf aufzeigen werden. Ein weiteres laufendes F&E-Vorhaben ist das vom BMWi geförderte CLUSTER-Verbundprojekt¹⁰, das sich mit den Auswirkungen von Begleitstoffen von CO₂-Strömen unterschiedlicher Emittenten auf Transport und Speicherung befasst.

Das im August 2012 in Kraft getretene Gesetz zur „Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid“ (KSpG) besitzt derzeit lediglich Demonstrationscharakter. So dürfen in einzelnen Speichern nicht mehr als 1,5 Mio. t CO₂ pro Jahr eingelagert werden. Die in Deutschland insgesamt zulässige jährliche Höchstspeichermenge darf 4 Mio. t pro Jahr nicht überschreiten. Nach Dietrich (2015) wird damit sichergestellt, dass eine großtechnische und flächendeckende Nutzung der CCS-Technik nicht möglich ist, da sie aus Sicht des Gesetzgebers momentan noch nicht dem Stand der Technik entspricht. Eine Länderklausel erlaubt den Bundesländern zudem die Möglichkeit, die CO₂-Speicherung völlig zu verbieten. Eine großtechnische Nutzung von CCS ist damit momentan in Deutschland nicht möglich. Für Ende des Jahres 2017 sieht das KSpG eine Neubewertung der CCS-Technik vor. Die nachgeordnete Behörde BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) übernimmt im Rahmen des KSpG u. a. die Kartierung, die Analyse und die Bewertung von möglichen CO₂-Speicherstandorten sowie die Erstellung und Führung eines öffentlich zugänglichen Speicherregisters.

⁸ www.geotechnologien.de/index.php/de/co2-speicherung/auge.html

⁹ Das Projekt wurde Ende 2016 abgeschlossen. Ein Abschlussbericht liegt noch nicht vor (Stand: Mai 2017).

¹⁰ www.bgr.bund.de/CLUSTER

2 Relevanz öffentlicher Förderung

2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Aus den vorherigen Technologiebeschreibungen geht hervor, dass einige der prinzipiellen Abscheideverfahren (chemische Absorption, physikalische Absorption) schon heute für diverse Industrieanwendungen kommerziell eingesetzt werden. Die Herausforderung besteht zukünftig darin, diese Verfahren auf Kraftwerke oder andere Industrieprozesse zu übertragen. Vor diesem Hintergrund erfolgt die nachfolgende Bewertung. So wird unterschieden zwischen der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken sowie der CO₂-Abscheidung für die Industrieprozesse bzw. -bereiche Raffinerie, Zement, Eisen und Stahl. Während für Kraftwerke die prinzipielle Machbarkeit verschiedener Abscheideoptionen in vielen Pilot- und Versuchsanlagen gezeigt wurde und mittlerweile auch großtechnisch demonstriert wird (z. B. Boundary Dam Kraftwerk), liegen für die genannten Industrieanwendungen nur wenige Erkenntnisse vor. Daher wird davon ausgegangen, dass die Vorlaufzeiten für den Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren in den betreffenden Industriebranchen höher sind.

Hinsichtlich der Speicherung von CO₂ ist davon auszugehen, dass die Erkundung individueller Speicherstandorte zeitintensiv ist. Weiterhin sind derzeit auch die rechtlichen Grundlagen für eine großskalige Speicherung nicht vorhanden. Die Speicherung von CO₂ setzt den Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur voraus. Erfahrungsgemäß ist der Aufbau einer leitungsgebundenen Infrastruktur sehr zeitintensiv und mit hohen Anlaufverlusten verbunden. Vor diesem Hintergrund ist von langen Vorlaufzeiten auszugehen.

Tab. 2-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiefeld CCS

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...					
CO ₂ -Abscheidung Kraftwerke					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
CO ₂ -Abscheidung Industrie					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
CO ₂ -Speicher					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Entsprechend der unter Kriterium 1 vorgenommenen Klassifizierung erfolgt eine Bewertung der Forschungs- und Entwicklungsrisiken. Hinsichtlich der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken sind eine Vielzahl von Versuchs- und kleineren Demoanlagen bekannt (siehe Technologiebeschreibung). Der großtechnische Einsatz wird derzeit erprobt. Der Nachweis einer kommerziellen Anwendung für ein Kraftwerk heutiger Blockgröße steht jedoch noch aus. Die vorgenommene Bewertung (TRL 7) gilt für ein Post-Combustion Kraftwerk. Gegenüber dem Kraftwerkeinsatz wird die CCS-Anwendung für die betrachteten Industrieanwendungen mit einem deutlich niedrigeren TRL-Kriterium (TRL 2) bewertet, da bislang lediglich Konzepte vorliegen und fast keine Versuchs- und Pilotanlagen existieren (siehe vorherige Technologiebeschreibung).

Tab. 2-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes CCS

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionsfähigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level

T1 = CO₂-Abscheidung, T2 = CO₂-Transport, T3 = CO₂-Speicherung

CO₂-Speicher werden weltweit beforscht. Auch in Deutschland wurden im Rahmen verschiedener Forschungsinitiativen (z. B. GEOTECHNOLOGIEN) viele Forschungsprojekte gestartet. Besonders hervorzuheben ist das Speicherprojekt am Standort Ketzin, an dem die CO₂-Speicherung in anwendungsrelevanter Umgebung getestet wurde. Auf der Basis der Ausführungen in Kapitel 6 wird die CO₂-Speicherung mit dem TRL-Kriterium 6 bewertet.

Das technische Entwicklungsrisiko wird für die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken als eher gering eingestuft. Wie in der Technologiebeschreibung ausgeführt, wurde die technische Machbarkeit gezeigt und die Abscheidung wird aktuell in einem Großprojekt demonstriert. Dies gilt insbesondere für die Post-Combustion Techniklinie, die aus heutiger Sicht als die vielversprechendste Option zu sehen ist, vor allem weil sie auch für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke eignet ist. Das technische Risiko für eine Abscheidung in Industrieprozessen ist deutlich höher einzuschätzen, da eine Vielzahl der bislang vorliegenden F&E-Arbeiten eher konzeptioneller Natur ist. Ob und inwieweit Erkenntnisse genutzt werden können, die auf dem Gebiet der Kraftwerkstechnik gemacht wurden, ist offen. Aufgrund der im Vergleich zur Kraftwerkstechnik sehr unterschiedlichen Technikprozesse und damit unterschiedlichen Randbedingungen ist davon auszugehen, dass die Übertragbarkeit von Erfahrungen sehr begrenzt ist. Die bislang weltweit gemachten Erfahrungen zur CO₂-Speicherung (z. B. Sleipner, Snowhit, InSalah), aber auch die Erfahrungen mit dem Projekt Ketzin zeigen, dass eine leakagefreie CO₂-Speicherung technisch möglich ist. Allerdings kann diese Aussage nicht verallgemeinert werden und ist für jeden neuen Speicherstandort individuell zu prüfen. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass sich die Erkenntnisse auf die bisherigen Laufzeiten der Speichervorhaben beziehen.

Die wirtschaftlichen Risiken einer CO₂-Abscheidung in Kraftwerken, in Industrieprozessen sowie bei der Speicherung unterscheiden sich nicht. Der Einsatz dieser Techniken bzw. dieser Wertschöpfungskette (inklusive Transport) hängt maßgeblich von den vorherrschenden ökonomischen Randbedingungen (z. B. Ausgestaltung des Emissionshandels) ab. Im Hinblick auf den Kraftwerkseinsatz ist aus nationaler Sicht darauf hinzuweisen, dass der Bau neuer Kohlekraftwerke nicht beabsichtigt und eine CO₂-Abscheidung nur im Kontext einer Nachrüstung bestehender Kraftwerke zu sehen ist. Von einer kommerziellen Verfügbarkeit der CO₂-Abscheidung ist frühestens ab dem Jahr 2030 auszugehen. Nach Angaben des Verbandes VGB (Then 2016) werden im Jahr 2035 ca. zwei Drittel aller thermischen Kraftwerke in Deutschland ein Alter von mehr als 40 Jahren aufweisen. Das durchschnittliche Alter der in jüngerer Zeit stillgelegten Anlagen liegt in einem Bereich 45 bis 50 Jahren (Markewitz 2016). Eine Nachrüstung mit CCS-Technik dürfte aus ökonomischer Sicht sehr fraglich sein. Für den großtechnischen Einsatz von CCS-Technik ist der Aufbau einer investitionsintensiven Infrastruktur erforderlich, die erfahrungsgemäß mit hohen Anlaufverlusten verbunden ist. Vor dem Hintergrund der unsicheren Randbedingungen und dem damit korrelierenden Grad der Investitionssicherheit, ist auch die Risikobereitschaft möglicher Investoren eher pessimistisch zu sehen.

Für die Realisierung von CCS-Techniken bedarf es keiner kritischen Rohstoffe.

Tab. 2-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld CCS

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
CO ₂ -Abscheidung Kraftwerke						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
CO ₂ -Abscheidung. Industrie						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
CO ₂ -Speicher						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Kraftwerke

Die nachfolgende Tab. 3-1 enthält die szenarioabhängige Stromproduktion von Technologien mit CCS auf *globaler* Ebene (siehe *Teilbericht 1* für die Szenarien). Auffällig ist die große Bandbreite der BAU-Entwicklung, die darauf hindeutet, dass für die BAU-Szenarien zum einen völlig unterschiedliche Storylines zugrunde liegen. Zum anderen ist auf die extreme Zubau-Dynamik des CCS-Einsatzes im Szenario „Modern Jazz“ (BAU, Maximalwert) des World Energy Council (2016) hinzuweisen, in dem für den Zeitraum von 2040 bis 2050 eine massive Zunahme der CCS-Verstromung (ca. +5.000 TWh) angenommen wird. Demgegenüber spielt die CCS Verstromung im ETP¹¹-Szenario 6DS der Internationalen Energieagentur IEA (2016b), das hier als BAU (Minimalwert) angenommen interpretiert wird, eine vernachlässigbare Rolle. Für die Szenarienbereich 2 °C sind in der Tabelle die Werte des ETP-Szenario 2DS (Maximalwert) sowie die Werte des WEC Szenarios „Unfinished Symphony“ (Minimalwert) aufgelistet. Vergleicht man die beiden WEC Szenarios „Modern Jazz“ (BAU) und „Unfinished symphony“ (2 °C) ist festzustellen, dass sich die Verstromungsmengen aus CCS-Kraftwerken für das Jahr 2050 kaum unterscheiden. Allerdings ist die über den Zeitraum zu beobachtende Zubaudynamik im Szenario „Unfinished symphony“ deutlich ausgeprägter. Ein Vergleich der beiden 2 °C-Szenarien (Min/Max) zeigt, dass im ETP-Szenario¹² deutlich früher und vor allem mit größerer Ausprägung eine Zunahme der Stromerzeugung aus CCS-Kraftwerken erfolgt. Für den Szenarienbereich <2 °C steht lediglich das Greenpeace Szenario (R)evolution (Greenpeace International et al. 2015) gemäß Kriterienraster zu Verfügung, in dem von der CCS Option keinerlei Gebrauch gemacht wird.

Es ist darauf hinzuweisen, dass insbesondere in den Szenarien der Internationalen Energieagentur (World Energy Outlook) (IEA 2016d) sowie ETP (IEA 2016b) der CCS-Technik ein sehr hoher Stellenwert eingeräumt wird, um die ambitionierten Klimagasreduktionsziele zu erreichen. Zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 2 °C wäre nach Schätzung der IEA eine CO₂-Emissionsreduktion von 60 % gegenüber dem heutigen gesamten Emissionsniveau notwendig. Das BAU-Szenario (World Energy Outlook) der IEA geht insgesamt von einem Anstieg der CO₂-Emissionen um 60 % bis zum Jahr 2050 aus. Legt man diese Projektion als Vergleichsmaßstab zugrunde, wäre eine kumulierte Emissionsreduktion (2013 – 2050) um 700 Mrd. t CO₂ notwendig, um das 2 °C-Ziel zu erreichen. Nach Schätzungen der IEA könnte durch den Einsatz von CCS-Technik (Kraftwerke und Industrie) eine Reduktion von 94 Mrd. t erreicht werden, was einem Anteil von ca. 13 % an der gesamten Emissions-einsparung entspricht. Das kumulierte Einsparpotenzial für CCS-Technik wird mit 52 Mrd. t CO₂ (Kraftwerke, 823 GW bzw. ca. 4.800 TWh in 2050) sowie 29 Mrd. t

¹¹ ETP Energy Technology Perspectives

¹² Die in der Tabelle aufgelisteten Werte beinhalten den Einsatz von CCS in Kohle- und Gaskraftwerken. Die Anteile von Gaskraftwerken an der gesamten CCS-Stromerzeugung betragen für die Jahre 2030, 2040 und 2050 jeweils ca. 30 %.

CO₂ (Industrie) angegeben. Nach Schiffer und Thielmann (2017) würde sich die jährliche Menge an abgeschiedenem CO₂ von heute weltweit ca. 30 Mio. t auf 6,1 Mrd. t im Jahr 2050 erhöhen.

Tab. 3-1 Analyse des globalen Marktpotenzials in TWh für das Technologiefeld CCS (fossilbasierte Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	21	0	0
2030	7	20	177	1.015	0	0
2040	20	210	1.787	3.438	0	0
2050	71	5.224	5.472	4.814	0	0
Anmerkung:	BAU (Min): BAU (Max): INT_2°C (Min): INT_2°C (Max): Int._besser_2°C:		ETP scenario 6DS WEC scenario „Modern Jazz“ WEC scenario „Unfinished Symphony“ ETP scenario 2DS GP (Revolution)			

Tab. 3-2 Analyse des globalen Marktpotenzials in GW für das Technologiefeld CCS (fossilbasierte Kraftwerkskapazität mit CCS)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW		GW		GW	
	Min ¹⁾	Max	Min	Max ²⁾	Min	Max
2020	0	k.A.	k.A.	2/1	0	0
2030	1	k.A.	k.A.	115/43	0	0
2040	3	k.A.	k.A.	362/151	0	0
2050	10	k.A.	k.A.	573/250	0	0
Anmerkung: BAU (Min): ETP scenario 6DS BAU (Max): WEC scenario „Modern Jazz“ INT_2°C (Min) WEC scenario „Unfinished Symphony“ INT_2°C (Max): ETP scenario 2DS Int._besser_2°C: GP Revolution						
k. A. keine Angabe, Kapazitätsangaben sind nicht verfügbar						
¹⁾ Ausschließlich CCS in Kohlekraftwerke						
²⁾ Wert1/Wert2: CCS Kohlekraftwerke/CCS Gaskraftwerke						

Nach Auswertung der für das Projekt relevanten *nationalen* Prognosen bzw. Szenarien ist festzustellen, dass CCS für den Einsatz in Kraftwerken in keinem der Szenarien als Option gewählt bzw. zugelassen wird. In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass fossil gefeuerte Kraftwerke durch erneuerbare Stromerzeugung weitestgehend ersetzt werden. Sowohl hohe Kosten (Öko-Institut und FhG-ISI 2015) als auch vor allem Akzeptanzprobleme werden hierfür als häufigste Ursachen genannt. Darüber hinaus ist auf das derzeitige KSpG hinzuweisen, dass nur eine maximale jährliche Speicherung von 4 Mio. t CO₂ zulässt und somit eine Speicherung großer CO₂-Mengen nicht erlaubt (vgl. Technologiebeschreibung in Kapitel 1.10).

Industrie

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur betrug der Anteil der Industrie an den weltweiten CO₂-Emissionen im Jahr 2013 etwa 27 %, was einer CO₂-Menge von ca. 9 Mrd. t entspricht (IEA 2016b). Die größten Emittenten waren die Branchen Eisen und Stahl mit 2,82 Mrd. t CO₂, Zement mit 2,23 Mrd. t CO₂, Chemische Industrie incl. Raffinerien mit 1,22 Mrd. t CO₂, Papierindustrie mit 0,24 Mrd. t CO₂ und Aluminium mit 0,24 Mrd. t CO₂. Der Anteil dieser Branchen an den gesamten industriellen CO₂-Emissionen beträgt ca. 75 %. Die IEA geht in ihren Projektionen (ETP Szenarien) für alle vorgenannten Branchen von steigenden Produktionszahlen aus. Um das 2 °C-Ziel zu erreichen, müssen nach Schätzungen der IEA (ETP-Szenario 2DS) die Industrieemissionen um ca. 25 % gegenüber heute reduziert werden. D. h. mit Maßnahmen wie Energieeffizienzsteigerung, Energieträgerwechsel und CCS müssen die durch den Produktionsanstieg bedingten Mehremissionen kompensiert und darüber hinaus die Emissionen um 25 % reduziert werden. Dies bedeutet, dass im Jahr 2050 eine CO₂-Reduktion von gut 50 % gegenüber dem BAU Szenario (ETP 6DS) erreicht werden muss. Nach Schätzungen der IEA reichen Maßnahmen wie Effizienzsteigerung sowie Energieträgerwechsel nicht aus, um das angestrebte Ziel zu erreichen. Die Umsetzung dieser Maßnahmen führt nur zu einer Emissionsreduktion von ca. 38 %. Erst mit der Implementierung von CCS in Industrieprozessen ließe sich das Ziel erreichen. Für das Jahr 2050 gibt die IEA in dem ETP-Szenario 2DS eine abgeschiedene CO₂-Menge von ca. 1,7 Mrd. t an, was einem Anteil an der gesamten Emissionseinsparung von etwa 12 % entspricht.

Die CO₂-Emissionen der deutschen Industrie betrugen im Jahr 2015 ca. 181 Mio. t CO₂-äq, was einem Anteil an den nationalen Gesamtemissionen von etwa 20 % entspricht. Der Anteil der Branchen Mineralölverarbeitung, Zement- und Kalkherstellung sowie Eisen- und Stahl an der gesamten deutschen Bruttowertschöpfung (2013: 507 Mrd. €) liegt bei ca. 8,5 % (Statistisches Bundesamt 2015). Der Anteil der prozessbedingten Emissionen liegt bei 62 Mio. t CO₂-äq. Die Branchen Zement, Kalk, Raffinerien sowie Eisen und Stahl sind die Hauptemittenten – ihr Anteil an den Gesamtemissionen beträgt derzeit rund 45 %. Große Punktquellen, die evtl. für einen Einsatz von CO₂-Speichertechniken relevant sein könnten, finden sich vor allem in den Branchen Zementklinker, Eisen und Stahl sowie bei den Raffinerien. Zu beachten ist, dass die nachfolgend angegebenen anlagenspezifischen Durchschnittswerte im Einzelfall sehr viel höher sein können. So betrugen z. B. die CO₂-Emissionen der Raffinerie PCK Schwedt sowie der Ruhr Oel GmbH im Jahr 2014 ca. 4 bzw. 4,4 Mio. t.

Tab. 3-3 Nationale CO₂-Emissionen (Mio. t) ausgewählter Industriebranchen im Jahr 2014

Mio. t	CO _{2eq} - Emissionen	Anzahl der Anlagen	Ø Emission pro Anlage
Zementklinker	19,6	37	0,53
Kalkherstellung	9,4	66	0,14
Eisen und Stahl	30,9	37	0,84
Verarbeitung von Eisenmetallen	5,4	61	0,09
davon Kuppelgase (Weiterführung)	21,8	-	-
Raffinerien	25	24	1,04
Summe	90,3	225	-

Quelle: DEHSt (2016)

Abgesehen von zwei Szenarien wird der Einsatz von CCS in der Industrie nicht einmal thematisiert. So wird im Szenario des Umweltbundesamtes („Treibhausgasneutrales Deutschland“) (UBA 2014) der Einsatz von CCS in der Industrie bewusst vermieden, indem auf alternative Techniken gesetzt wird, um prozessbedingte CO₂-Emissionen zu vermeiden. In der zweiten vom BMUB beauftragten Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut und FhG-ISI 2015) wird in einem 95 %-Szenario der Einsatz von CCS in der Industrie unterstellt, da nach Einschätzung der Autoren das ambitionierte Reduktionsziel sonst nicht zu erreichen ist. Unterstellt wird der Einsatz von CCS in den Branchen Stahl und Eisen, Zement und Kalk. Für das Jahr 2050 wird eine abgeschiedene Menge von weniger als 50 Mio. t CO₂ angegeben. Die Autoren gehen davon aus, dass die CCS-Technik frühestens im Jahr 2030 kommerziell eingesetzt werden kann. Eine branchenspezifische Differenzierung wird nicht vorgenommen. Darüber hinaus wird auch ein CCS-Einsatz für Biomasseanwendungen angenommen. Die im Jahr 2050 abgeschiedene CO₂-Menge wird mit 8 Mio. t angegeben.

Fasst man die Aussagen und Einschätzungen der Studien zusammen, lässt sich folgern, dass in Deutschland kein Marktpotenzial für CCS hinsichtlich eines Kraftwerkeinsatzes gesehen wird. Der Einsatz von CCS in der Industrie findet bis auf eine Studie bisher keinerlei Berücksichtigung bzw. wird bewusst ausgeklammert. In keinem Szenario wird die Möglichkeit in Erwägung gezogen, das abgeschiedene CO₂ für andere Anwendungen (z. B. Power-to-Chemicals) zu nutzen.

Vor diesem Hintergrund lassen sich die Kriterien 4 (Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen), 5 (Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz) sowie 6 (Kosteneffizienz) nicht weiter vertiefen.

3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Siehe Anmerkung am Ende von Kriterium 3.

3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Siehe Anmerkung am Ende von Kriterium 3.

3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Kraftwerke

Eine Auswertung vorliegender Studien (Kuckshinrichs und Vögele 2015) zeigt, dass die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten bei Installation von CCS gegenüber einer Referenzanlage in einer Bandbreite von 30 bis gut 70 €/t CO₂ liegen. Die Mehrkosten sind vor allem auf die erheblichen Wirkungsgradeinbußen sowie die signifikanten Mehrinvestitionen zurückzuführen. Nach Kuckshinrichs und Vögele (2015) liegen die Mehrinvestitionen je nach Abscheideverfahren um ca. 70 % über den ursprünglichen Kraftwerksinvestitionen ohne CCS. Die Autoren zeigen mit ihren detaillierten Kostenanalysen, dass die oben angegebene Bandbreite von Vermeidungskosten auch auf deutsche Verhältnisse übertragen werden kann. Die Kostenanalysen zeigen darüber hinaus, dass sich aus einer reinen Kostenperspektive kein Abscheideverfahren (Post-combustion, Pre-combustion, Oxyfuel) favorisieren lässt. Ob und in welchem Ausmaß die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken entlang des von der Bundesregierung gesetzten Minderungspfads bis zum Jahr 2050 Bestandteil einer kosteneffizienten, nationalen Minderungsstrategie sein kann, zeigen Martinsen et al. (2015) anhand von Rechnungen, die mit dem nationalen Energiesystemmodell IKARUS durchgeführt wurden. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass unter Kostengesichtspunkten die CO₂-Abscheidung eine bedeutende Rolle im Kontext einer kostenoptimalen Klimagasminderungsstrategie spielen könnte.

Industrie

Die Angabe von Kosten für den Einsatz von CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen hängt von vielen Parametern ab und lässt sich derzeit nur in großen Bandbreiten angeben. So werden von Fishedick et al. (2015) und Fleer und Kuckshinrichs (2012) für die Zementherstellung Vermeidungskosten in einer Bandbreite von 28 – 143 €/t CO₂ angegeben, wobei sich die Bandbreite durch die Anwendung unterschiedlicher Abscheideverfahren erklärt. Für die Anwendung in Raffinerien finden sich Werte, die in einer Bandbreite von 29 bis 60 €/t CO₂ liegen. Nach Fishedick et al. (2015) liegen die spezifischen Vermeidungskosten für die Eisen- und Stahlherstellung bei ca. 30€/t CO₂.

3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Aus den vorherigen Ausführungen folgt, dass aus derzeitiger Sicht nur ein globales Marktpotenzial für den Einsatz von CCS-Technik erkennbar ist. Ein Vergleich der F&E-Aktivitäten (Kriterium 8) und der F&E-Portfolios (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*) verdeutlicht, dass derzeit die USA, Japan, Kanada sowie China die dominierenden Akteure sind. Besonders hervorzuheben ist der Bau von Demonstrationsanlagen (siehe Technologiebeschreibung in Kapitel 1.5) sowohl für den Einsatz in Kraftwerken als auch für Industrieanwendungen, mit denen wertvolle Erfahrungen für ein Up-scaling und somit für den kommerziellen Einsatz gewonnen werden. Es ist davon auszugehen, dass die großtechnische Erprobung die

heute F&E-aktiven Länder in die Lage versetzt, eine Vorreiterrolle einzunehmen und signifikante Marktanteile zu sichern.

Da die CCS-Technik für die zuvor diskutierten Anwendungen noch nicht verfügbar bzw. kommerziell einsetzbar ist, können keine Aussagen zur heutigen und zur zukünftigen Wertschöpfung angegeben bzw. getroffen werden.

3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Die R&D-Statistik der Internationalen Energieagentur ermöglicht einen Vergleich von öffentlichen F&E-Budgets, die für CCS in den letzten vier Jahren ausgegeben wurden. Eine differenzierte Betrachtung, die zwischen der Abscheidung und der Speicherung unterscheidet, ist nur bedingt möglich, da nicht alle Budgets in dieser Differenzierung angegeben werden.

Tab. 3-4 Öffentliche F&E-Budgets für CCS im internationalen Vergleich in Mio. €

Mio. €	2012	2013	2014	2015	Anmerkung
Deutschland	17,64	16,97	10,8	7,3	CCS Gesamt
USA	170,189	159,297	178,911	169,576	CCS Gesamt
	63,62	59,548	81,985	79,376	Abscheidung
	106,57	99,75	96,93	90,20	Speicherung
Südkorea	22,64	28,89	20,34	21,54	CCS Gesamt
Japan	117,28	116,33	91,91	91,11	CCS Gesamt
	29,57	20,68	18,65	18,71	Abscheidung
	87,71	95,65	73,26	72,40	Speicherung
Australien	229,72	188,23	49,75	51,60	CCS Gesamt
	9,42	33,18	41,40	k.A.	Abscheidung
	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Speicherung
Kanada	256,004 ¹⁾	313,155	125,27	24,736	CCS Gesamt
	151,888	210,07	110,799	18,914	Abscheidung
	8,393	18,606	14,02	5,634	Speicherung

¹⁾ einschließlich „unallocated CCS“

Quelle: : IEA (2016c)

Der Transport von CO₂ ist in fast allen Ländern kein F&E-Thema. Vergleicht man die Gesamtbudgets der ausgewählten Länder, fällt das Budget Deutschlands am niedrigsten aus. Mit etwa 169 Mio. € weisen die USA für das Jahr 2015 von allen Ländern die höchsten Forschungsausgaben aus. Mit etwa 90 Mio. € besitzt die CO₂-Speicherung den größten Anteil, was im Kontext zur Nutzung von CO₂ zur Erdölförderung zu sehen ist. Signifikant sind auch die Forschungsausgaben Japans. Auffällig ist das ho-

he Budget Kanadas im Zeitraum 2012 bis 2014, das wahrscheinlich durch den Bau der momentan weltweit einzigen großtechnischen Demonstrationsanlage (Boundary Dam) zu begründen ist. Vergleicht man die Budgets aller Länder im zeitlichen Verlauf, ist mit Ausnahme der USA ein zum Teil massiver Rückgang der F&E-Budgets festzustellen.

Mit der Gründung der BMWi-Forschungsinitiative COORETEC¹³ (CO₂-Reduktions Technologien) wurden u. a. in Deutschland umfangreiche F&E zum Thema CO₂-Abscheidung hinsichtlich eines Kraftwerkseinsatzes gestartet. Das vom BMBF parallel gestartete Verbundnetzwerk GEOTECHNOLOGIEN befasste sich mit der untertägigen Speicherung von CO₂. Weiterhin ist zu betonen, dass auch Industrieunternehmen (z. B. Anlagenbauer, Energieversorger) eine Vielzahl bedeutender Forschungsprojekte angestoßen haben. Von besonderer Bedeutung waren Versuchs- oder Pilotanlagen wie die Oxyfuelanlage am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe, die seinerzeit mit 30 MW_{th} die weltweit größte Versuchsanlage dieser Techniklinie war und Ende 2014 außer Betrieb genommen wurde. Die Post-Combustion-Anlage am Braunkohlkraftwerksstandort Niederaußem ist derzeit die einzige größere in Betrieb befindliche CCS-Versuchsanlage¹⁴ in Deutschland, in der u. a. eine Vielzahl von aminbasierten Lösungsmitteln beforscht wird. Alle anderen größeren Versuchsanlagen (siehe hierzu Markewitz et al. 2012), wie z. B. Wilhelmshaven (Post-Combustion, Amine) sowie Staudinger (Post-Combustion, Aminosäuresalze) sind mittlerweile nicht mehr in Betrieb. Auch auf EU-Ebene ist ein starker Rückgang von F&E-Aktivitäten festzustellen. Von den seinerzeit geplanten Demonstrationsanlagen (Porto Tolle, Vattenfall, Belchatow, Don Valley UK, Rotterdam, Compostilla Spanien) (siehe Schenk und Hake 2012) wurde kein Projekt realisiert.

3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Über die Akzeptanz zur CCS-Technik in Deutschland wurde in der Vergangenheit eine Vielzahl von Studien durchgeführt. Die Studie „Chancen für und Grenzen der Akzeptanz von CCS in Deutschland (CCS-Chancen)“ bietet hierzu die aktuellsten Ergebnisse (Dütschke et al. 2015).

Es gibt kaum Zustimmung bzw. Unterstützung für CCS in der deutschen Bevölkerung, wie die Befunde der Studie zeigen. Drei von vier CCS-Vorhaben in Deutschland stießen auf öffentlichen Protest, wobei jeweils kaum oder keine Vorteile der CCS-Technologie wahrgenommen wurden, dafür aber zahlreiche Nachteile bzw. Risiken. In der Ablehnung der CO₂-Speicherung ließen sich keine großen Unterschiede zwischen den beiden Speicheroptionen – offshore und onshore – feststellen. Die Wahrnehmung von CCS als Risikotechnologie scheint sich in der deutschen Bevölkerung zu verfestigen, im Kreis Nordfriesland hat sie sich bereits verfestigt. Der Schluss, dass CCS in der deutschen Bevölkerung „flächendeckend“ abgelehnt wird, ist allerdings nicht zulässig. So zeigt der Fall Ketzin, dass Akzeptanz zumindest für ein konkretes Vorhaben möglich war. Eine positivere Bewertung von CO₂-Speicherung oder CO₂-Transport über Pipelines erfolgt dann, wenn der Nutzen, insbesondere der ge-

¹³ www.cooretec.de

¹⁴ Gereinigt wird ein Teilrauchgasstrom von 1.550 m³/h des Braunkohlkraftwerks Niederaußem. Die Abscheideleistung beträgt ca. 7,2 t CO₂ pro Tag.

sellschaftliche Nutzen von CCS, positiv beurteilt wird. Gerade dies stellt jedoch für konkrete Projekte eine Herausforderung dar.

Eine positivere Bewertung von CCS zeigt sich auch, wenn das abgeschiedene CO₂ aus energieintensiven, industriellen Prozessen oder von Biomassekraftwerken stammt oder das abgeschiedene CO₂ für Enhanced Gas Recovery (EGR) verwendet wird. Die Unterschiede in der Akzeptanz zwischen verschiedenen Umsetzungsformen von CCS sind jedoch relativ gering.

Tab. 3-5 Bewertungsraaster für die Akzeptanz von CCS zum Status Quo in Deutschland (2015)

CCS	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
	5	Kein ausreichender Rechtsrahmen, hohe Kosten, hohe Investitionen, niedrige CO ₂ -Preise und unsichere Preisentwicklung	5	Entspricht nicht den energiepolitischen Leitlinien, hohe Kosten, Widerstand gegen „Kohle“ allgemein	3	Mögliche Gesundheitsgefährdung bei CO ₂ Speicherung und –Transport

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Die Ergebnisse verdeutlichen zudem, dass die CCS-Technologie in Bezug zu ihrem Risikopotenzial sehr schnell mit dem der Atomkraft verglichen wird. Zwischen den beiden Technologien besteht eine Analogie bezogen auf die unterirdische Speicherung und der sich daraus ergebenden Langfristigkeit des Monitorings. Eine weitere Analogie besteht in der Wahrnehmung von Forschungslücken bezüglich der Folgen eines plötzlichen Austritts von CO₂ und der Zuverlässigkeit der technischen Beherrschbarkeit des gespeicherten CO₂. So kann davon ausgegangen werden, dass die möglichen Risiken (z. B. Grundwasserbeeinträchtigung, Leckagen) der CO₂-Speicherung Auswirkungen auf die Akzeptanz besitzen. In diesem Kontext ist auch das KSpG zu sehen, das den rechtlichen Rahmen für die gesamte CCS-Wertschöpfungskette festlegt. Die Genese des Gesetzes wurde durch einen politischen Prozess begleitet, der angesichts divergierender Interessen außerordentlich aufwändig war. Letztendlich manifestierte sich in diesem Prozess die fehlende gesellschaftliche Akzeptanz für CCS und beeinflusste die Ausgestaltung des Rechtsrahmens in prägnanter Weise. So ist das derzeitige KSpG ein rechtlicher Rahmen für Demonstrationsprojekte und erlaubt keine großskalige Speicherung von CO₂. Durch die Länderklausel ist es den Bundesländern zusätzlich möglich, sich generell gegen die Speicherung von CO₂ auf ihrem Gebiet zu entscheiden.

Generell stellt Pietzner (2015) fest, dass für die Bewertung von Akzeptanz für CCS der gesellschaftliche Nutzen eine zentrale Rolle spielt. So besitzt die Einschätzung des gesellschaftlichen Nutzens eine höhere Erklärungskraft als die Einschätzung des persönlichen Nutzens.

3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Zu unterscheiden ist zwischen der eigentlichen CO₂-Abscheidung, dem CO₂-Transport sowie der CO₂-Speicherung.

Für den Bau bzw. den kommerziellen Betrieb von CO₂-Abscheideanlagen in Kraftwerken liegen derzeit keine Erfahrungen vor, da die Technik noch nicht einsatzfähig bzw. kommerziell verfügbar ist. Insbesondere bei der Post-Combustion-Technologielinie ist von Planungs- und Bauzeiten auszugehen, wie sie in der Kraftwerkstechnik bzw. im Anlagenbau üblich sind. Gleiches gilt für die ökonomische Lebensdauer von Kraftwerken mit CCS, die sich von Kraftwerken ohne CCS nicht unterscheiden dürften. Diese liegen für Kohlekraftwerke in einer Bandbreite von 40 bis 50 Jahren und für Gaskraftwerke von 35 bis 40 Jahren (siehe *Technologiefeld 1.2: Zentrale Großkraftwerke*). In Anlehnung an Erfahrungen mit dem Betrieb von Rauchgasentschwefelungsanlagen dürften die Komponentenlebensdauern einer CO₂-Abscheidung bei maximal etwa 20 Jahren liegen.

Tab. 3-6 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Kraftwerke mit CCS

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit ¹⁾	Monate	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24
Bauzeit ¹⁾	Monate	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	40-45	40-45	40-45	40-45	40-45
Spezifische Investition ²⁾	€ ₂₀₁₅ /kW	2.800 ²⁾	< 2.800	<2.800	<2.800	<2.800
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9

¹⁾ Nur Kraftwerksbau, d. h. ohne Transport und ohne Speicherung

²⁾ Steinkohlekraftwerk neu mit CCS (Post combustion), ohne CO₂ Speicherung und –Transport, für die Zukunftsjahre werden erhebliche Kosteneinsparpotenziale gesehen

Anmerkung: Über die Planung und den Bau von geologischen CO₂-Speichern sowie CO₂ Pipelines liegen derzeit keine belastbaren Informationen vor.

Erfahrungsgemäß ist der Aufbau von neuen leitungsgebundenen Infrastrukturen mit langen Planungszeiten verbunden. Stellvertretend ist auf die Erfahrungen beim Bau von Fernwärmeleitungen oder Stromleitungen hinzuweisen. Für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur sind die geeigneten Speicherstandorte sowie die Standorte und Mengen von möglichen CO₂-Produzenten zu berücksichtigen. Dies bedeutet auch, dass die Planungs- und Bauzeiten für CO₂-Abscheidung, CO₂-Transport und CO₂-Speicher beim Aufbau der Infrastruktur in Einklang gebracht werden müssen. Hin-

sichtlich der technisch-ökonomischen Lebensdauer ist bei CO₂-Pipelines von mindestens 50 Jahren auszugehen.

Das KSpG ist derzeit der Rechtsrahmen für die Errichtung von CO₂-Speichern. Über die Dauer der Standortsuche sowie Eignungsuntersuchen sowie Planungs- und Bauzeiten von CO₂-Speichern liegen keinerlei Erfahrungen vor. Die ökonomische Nutzungsdauer korreliert mit dem Speicherpotenzial und hängt somit von der Speichergröße sowie eingespeisten CO₂-Mengen ab. Im Sinne des Kriterienrasters ist auf das Kriterium „Irreversibilität“ hinzuweisen. So ist nach derzeitigem Stand davon auszugehen, dass CO₂-Speicher nicht rückbaubar sind.

3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für eine großtechnische Nutzung von CCS-Technik ist von großen abgeschiedenen CO₂-Mengen (mehrere Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr) auszugehen. Unabhängig davon, ob dieses CO₂ weiter genutzt wird oder letztendlich gespeichert wird, ist die Errichtung eines CO₂ Transportsystems notwendig, das den Transport zum Speicher oder zum Nutzungsort berücksichtigt. Es ist davon auszugehen, dass in aller Regel der Standort der Abscheidung nicht identisch mit dem Ort der Nutzung sein wird. Derzeit existiert in Deutschland kein CO₂-Pipelinesystem. Nach den Vorgaben aus dem KSpG ist von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe ein sogenanntes öffentlich zugängliches Speicherkataster zu erstellen, das die theoretisch möglichen Speicherstandorte bzw. Speicherpotenziale beinhalten soll und somit als eine erste Planungsgrundlage zu verstehen ist (siehe Technologiebeschreibung CCS in Kapitel 1.10).

Tab. 3-7 Abhängigkeit des Technologiefeldes CCS von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Wie aus den vorherigen Ausführungen hervorgeht, wird in fast allen im Rahmen des Projekts zu analysierenden nationalen Szenarien davon ausgegangen, dass die CCS-Technik für zentrale Kraftwerke sowie für Industrieanwendungen nicht zum Einsatz kommt, so dass sich die Frage nach der Systemkompatibilität erübrigt. Sollte der Einsatz von CCS (Kraftwerke oder Industrie) dennoch erfolgen, sind folgende Wechselwirkungen denkbar (siehe auch Wuppertal Institut 2010):

- Konkurrenz zur erneuerbaren Stromerzeugung (Lock-In-Effekte)
- Konkurrenz zu anderen Optionen einer zukünftigen Regelenergieversorgung (z. B. Speicher)
- Möglicherweise verminderte Kraftwerks-Flexibilität aufgrund nachgeschalteter CO₂-Abscheideprozesse (inkompatibel zu einem durch fluktuierende EE-Stromquellen geprägtes Energiesystem)
- CCS für Industrieanwendungen: Möglicherweise Auswirkungen auf das DSM-Potenzial (geringere/höhere Flexibilität) einiger Industrieprozesse; Konkurrenz zu alternativen Minderungspotenzialen (Effizienzmaßnahmen, alternative Prozessrouten, Elektrifizierung, Produktwechsel...)
- CO₂-Speicher: Konkurrenz mit anderen Speichernutzungsmöglichkeiten wie z. B. Wasserstoffspeicherung (Salzkavernen), Auswirkungen auf die Geothermienutzung
- CO₂-Speicher (Aquifere): Theoretisch mögliche Auswirkungen auf die Trinkwasserversorgung
- Aufbau eines Langzeit-Speichermonitorings erforderlich (sichere Verwahrung des CO₂ für mehrere 1.000 Jahre) inkl. Klärung von Haftungsrisiken und Kostenübernahme
- Erhöhte vorgelagerte Emissionen bei Extraktion, Aufbereitung und Transport der zusätzlich benötigten fossilen Energiemengen

4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

4.1 CO₂-Abscheidung für den Kraftwerkseinsatz

Ein Neubau von Kohlekraftwerken ist in Deutschland derzeit nicht geplant und auch längerfristig nicht zu erwarten. Mit der kommerziellen Verfügbarkeit von CCS-Technik für den Kraftwerkseinsatz ist frühestens ab dem Jahr 2030 zu rechnen. Der deutsche konventionelle Kraftwerksbestand weist bereits heute schon ein hohes Durchschnittsalter auf. Ab 2035 wird zwei Drittel des heutigen konventionellen Kraftwerksbestands älter als 40 Jahre sein. Eine Nachrüstung erscheint zumindest aus wirtschaftlicher aber auch aus technischer Sicht fragwürdig. Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von CO₂-Technik in deutschen Kohlekraftwerken keine Option sein wird. Somit besteht aus *nationaler Sicht* kein F&E-Bedarf bzw. die Notwendigkeit öffentlicher Förderung für den Einsatz von CCS-Technik in Kohlekraftwerken. Inwieweit die CO₂-Abscheidung in Gaskraftwerken Relevanz besitzt, hängt zum einen vom zukünftigen Kapazitätszubau ab. Zum anderen ist zu sehen, dass die spezifischen CO₂-Minderungskosten aufgrund der niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen von Erdgas gegenüber Kohle deutlich höher sind, so dass unabhängig von den bestehenden Akzeptanzproblemen auch die Wirtschaftlichkeit in Frage zu stellen ist und ein zukünftiger CCS-Einsatz in Kraftwerken eher unwahrscheinlich ist.

Das IPCC sowie andere Institutionen (z. B. IEA) halten den Einsatz von CO₂-Abscheidung in Kraftwerken aus globaler Perspektive für eine wichtige Reduktionsmöglichkeit, um ambitionierte Klimagas-minderungsziele (<2 °C Ziel) zu erreichen. Eine Voraussetzung hierfür ist die Weiterentwicklung von CCS-Technik bis zur kommerziellen Reife. Aufbauend auf den vielen kleinen Pilot- und Versuchsanlagen besteht nun die Notwendigkeit, den CCS-Einsatz in Kraftwerken in einem großen Maßstab zu demonstrieren. Weltweit existiert aktuell nur eine große Demonstrationsanlage (Boundary Dam, Kanada), in der die CO₂-Abscheidung (Post-Combustion, MEA-Wäsche) im großen Maßstab (139 MW) demonstriert wird. Zwei weitere Demonstrationsanlagen (Post-Combustion und Pre-Combustion), die in 2017 in den USA in Betrieb genommen werden sollen, befinden sich kurz vor der Fertigstellung. Weitere Demonstrationsanlagen sind in Asien geplant. Alle Großprojekte finden weitestgehend ohne Beteiligung des europäischen oder deutschen Großanlagenbaus statt. Vor diesem Hintergrund ist es eher wahrscheinlich, dass für den deutschen bzw. europäischen Anlagenbau allenfalls mögliche Marktpotenziale auf Komponentenebene erwartet werden können. Es zeichnet sich ab, dass von den drei Techniklinien derzeit die Post-Combustion Technik für den Einsatz in Kraftwerken favorisiert wird. Aus *globaler Sicht*¹⁵ sollte daher der F&E-Fokus zumindest auf Komponentenebene gelegt werden. Der Entwicklung von Waschflüssigkeiten bzw. neuen Lösungsmitteln ist eine große Priorität einzuräumen, da hierdurch Effizienzverbesserungen, Kostenreduktionen sowie die Reduzierung von ökologischen Auswirkungen erwartet werden können.

15

Gemeint ist ein möglicher Technologieexport.

4.2 CO₂-Abscheidung für den Einsatz in der Industrie

Mit einem Anteil von 21 % an den deutschen Klimagasemissionen ist die Industrie nach dem Umwandlungssektor der zweitgrößte Emittent. Sollen die ambitionierten Klimagasreduktionsziele der deutschen Energiewende erreicht werden, müssen die Klimagasemissionen der Industrie deutlich reduziert werden. So sieht der Klimaplan der Bundesregierung vor, die industriebedingten Klimagasemissionen bis zum Jahr 2030 um ca. 23 % gegenüber heute (2014) zu reduzieren. Hierbei geht es insbesondere darum, die Emissionen der Branchen Stahl und Eisen, Raffinerien, Mineralstoffe sowie chemische Industrie zu reduzieren. Neben energieeinsparenden Maßnahmen und der Implementierung neuer CO₂-armer Industrieprozesse bietet sich auch der Einsatz von CCS-Technik an. Aufgrund der hohen Anlagenlebensdauern und den damit ausgeprägten Pfadabhängigkeiten sowie den hohen Ersatzinvestitionen sind der Möglichkeit eines Ersatzes großer Industrieanlagen (z. B. Stahl und Eisen) und damit dem Wechsel durch andere emissionsärmere oder –freie Techniken enge Grenzen gesetzt. Vor diesem Hintergrund könnte der Einsatz von CCS-Technik im Sinne einer Nachrüstung eine wichtige CO₂-Reduktionsmöglichkeit sein. Wie im Vorherigen ausgeführt, ist der Einsatz von verschiedenen CO₂-Abscheideverfahren in emissionsintensiven Industriebranchen möglich. Waren die F&E-Anstrengungen zu CCS der vergangenen Dekade im Wesentlichen auf den Kraftwerkseinsatz fokussiert, sollten zukünftig die CO₂-Abscheidung für den Einsatz in der Industrie in den Blick genommen werden.

Folgende F&E-Themen besitzen Relevanz:

- Akzeptanzuntersuchungen zum Einsatz von CO₂-Abscheidung für Industrieanwendungen
- Vergleichende systematische und konzeptionelle Aufarbeitung möglicher CO₂-Abscheideverfahren für die wichtigsten Industrieprozesse. Dies umfasst eine belastbare und vergleichende Analyse hinsichtlich Energieeffizienz, Kosten sowie ökologischer Auswirkungen.
- Analyse von konkurrierenden technischen Optionen, die einen CCS Einsatz erübrigen
- Bau von Versuchs- und Pilotanlagen für den Nachweis der prinzipiellen Machbarkeit
- Analyse der Abgasströme hinsichtlich der für Transport und Speicherung erforderlichen CO₂-Reinheiten, Möglichkeiten der Gasaufbereitung und Konditionierung
- Motiviert durch Power-to-Chem Konzepte wird auch die Nutzung von abgeschiedenen CO₂ aus industriellen Prozessen für möglich gehalten. Ob und in welcher mengenmäßigen Ausprägung und für wie lange (Produktspeicherdauer) sich hierdurch eine Speicherung vermeiden lässt, ist derzeit ungeklärt. In diesem Kontext gilt es ebenfalls, mögliche Versorgungs- und Transportkonzepte zu untersuchen, die auch technische CO₂-Speichermöglichkeiten im Sinne von Zwischenspeichern am Industriestandort in den Blick nimmt.
- Aufarbeitung der für den CCS-Kraftwerkseinsatz in der letzten Dekade im Rahmen von F&E Projekten gewonnenen Erfahrungen in Bezug auf Industrieanwendungen
- Analyse von CCS-Verfahren und Potenziale für die Biomassenutzung

4.3 CO₂-Speicher

Eine CO₂-Speicherung in Deutschland ist aufgrund der durch das KSpG gesetzten Rahmenbedingungen derzeit nur im Demonstrationsmaßstab möglich. So dürfen aktuell insgesamt nur maximal 4 Mio. t CO₂ pro Jahr eingelagert werden. Für einzelne Projekte beträgt die maximal erlaubte Menge 1,5 Mio. t CO₂. Hierdurch sollen bis Ende 2017 Grundlagen geschaffen werden, um den „Stand der Technik“ der CO₂-Speicherung entsprechend rechtlich fassen zu können. Ob ein geändertes KSpG-Gesetz zukünftig eine Speicherung von größeren CO₂-Mengen zulässt, ist derzeit ungewiss. Die derzeitige Ausprägung des KSpG (z. B. Länderklausel) ist im Wesentlichen auf die seinerzeit geführte Akzeptanzdebatte zurückzuführen, die im Lichte eines CCS-Kraftwerkseinsatzes geführt wurde. Ob und inwieweit eine CCS-Anwendung für Industrieprozesse auch die Akzeptanz hinsichtlich Speicherung und Transport beeinflusst bzw. verändert, ist derzeit ungewiss. Geht man davon aus, dass ein Großteil der aus Industrieprozessen abgeschiedenen CO₂-Emissionen nicht genutzt werden kann, ist eine CO₂-Speicherung notwendig. Derzeit werden im Rahmen des Forschungsprojekts AUGER die in der letzten Dekade durchgeführten F&E-Projekte analysiert, die im Rahmen der Forschungsinitiative GEOTECHNOLOGIEN durchgeführt wurden. Die Vielzahl der Projekte umfasste u. a. die Speicherkundung, die Risikobewertung von Speichern, den Speicherbetrieb, die Standorterkundung (z. B. Erkundungsmethoden, seismische Messungen) sowie -überwachung (Messungen, Modelle). Aufbauend auf den mit dem AUGER-Projekt gewonnenen Ergebnissen¹⁶ soll für Deutschland der zukünftige Forschungsbedarf hinsichtlich Speicherung aufgezeigt werden. Auf detaillierte Forschungsempfehlungen zum Thema Speicher wird daher an dieser Stelle verzichtet. Unabhängig von den Ergebnissen des AUGER-Projekts ist eine Akzeptanzforschung hinsichtlich CO₂-Speicherung, CO₂-Reuse und CO₂-Transport vor dem Hintergrund einer ausschließlichen CO₂-Abscheidung in der Industrie notwendig.

¹⁶

Mit dem Abschlussbericht des BMBF-Forschungsprojekts AUGER (Förderkennzeichen: 03G0830A) ist Mitte des Jahres 2017 zu rechnen.

Literaturverzeichnis

- Barker, D. (2010): Global Technology Roadmap for CCS in Industry - cement sector. Paper presented at the Conference Global Technology Roadmap for CCS in Industry, Abu Dhabi, 30.6.-1.7.2010.
- Barnes, I. (2013): Recent operating experience and improvement of commercial IGCC, Report CCC/222: IEA Clean Coal Center (CCC).
- Brevik, P. (2017): Projects for CO₂ capture in Norwegian cement industry. 4th International Workshop of the power plant technology network NRW: CO₂: CCU/CCR and P2X, 14.-15.5.2017 Düsseldorf.
- COORETEC (2003): Forschungs- und Entwicklungskonzepte für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke - Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. BMWi-Dokumentation. Berlin.
- Danko, P. (2015): World's First Full-Scale 'Clean' Coal Plant Opens in Canada. <http://saskpowerccs.com/newsandmedia/latest-news/worlds-first-full-scale-clean-coal-plant-opens-in-canada/>.
- DBFZ (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung von Biomasse - Endbericht zur EEG Periode 2009 bis 2011.
- De Coninck, H.; Mikunda, T. (2010): Global Technology Roadmap for CCS in Industry - Background paper: ECN/United Nations Industrial Development Organization.
- DEHSt (2016): Treibhausgasemissionen 2015 - Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2015).
- Dietrich, L. (2015): Rechtliche Aspekte. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung und Nutzung (Vol. 13). Springer Vieweg Verlag.
- Easac (2013): European Academies Science Advisory Council (easac): Carbon Capture and Storage in Europe.
- Epple, B.; Ströhle, J. (2011): Chemical Looping in Power Plants. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Fahlenkamp, H.; Dittmar, M. (2011): CO₂ Removal in Coal Power Plants via Post-combustion with Absorbents. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH. 201-238.
- Feron, P.; Puxty, G. (2011): Physics and Chemistry for Absorption for CO₂ Capture of Coal Power Plants. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. Weinheim: Wiley-VCH. 113-149.
- Fishedick, M.; Görner, K.; Thomeczek, M. (2015): CO₂ : Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Springer Verlag.

- Fleer, J. (2011): Technische und ökonomische Analyse von CCS für CO₂-intensive Industrieprozesse: Diplomarbeit Ruhr-Universität Bochum (LEE), STE Student Research Report 09/2011, Forschungszentrum Jülich (IEK-STE).
- Fleer, J.; Kuckshinrichs, W. (2012): Kostenanalyse von CCS für ausgewählte CO₂-intensive Industrieprozesse. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive. Vol. Advances in Systems Analysis 2, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt 144 (2012) 177-186. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Gerling, P.; Knopf, S. (2015): CO₂-Speicherung. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 8.5) 415-469. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.
- Gielen, D. (2003): CO₂ removal in the iron and steel industry. Energy Conversion and Management 44 (2003) 1027-1037.
- Global CCS Institute (2012): Global CCS Institute: CO₂ Capture Technologies - Pre Combustion Capture.
- Global CCS Institute (2016): The global status of CCS - 2016: Summary report.
- Global CCS Institute (2017a): Large scale CCS projects - projects database.
- Global CCS Institute (2017b): Pilot and demonstration plants - database.
- Göttlicher, G. (1999): Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Fortschrittberichte VDI Reihe 6 Energietechnik Nr. 421. Düsseldorf.
- Greenpeace International, Global Wind Energy Council, SolarPowerEurope (2015): Energy(R)evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015 - Report 5th Edition.
- Herrmann, H.; Matthes, F.; Athmann, U. (2012): Potenziale und Chancen der Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessionsmissionen - Studie im Auftrag der Umweltstiftung WWF.
- Hoening, V.; Hoppe, H.; Fleiger, K. (2015): Zementindustrie. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 8). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.
- Hohlfeld, A.; Katthöfer, V.; Kühleis, C.; Olaniyon, A.; Thorne, C.; Weiß, J. (2011): Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen im Jahr 2010 in Deutschland: Deutsche Emissionshandelsstelle.
- IEA (2008): CO₂ Capture in the Cement Industry: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEA (2009): Cement technology roadmap 2009. Internationale Energieagentur (IEA).
- IEA (2015): World Energy Outlook 2015. Internationale Energieagentur (IEA).
- IEA (2016a): 20 years of carbon capture and storage - accelerating future development. Paris: IEA/OECD.

- IEA (2016b): Energy Technology perspectives - Towards sustainable urban systems. Paris: IEA/OECD.
- IEA (2016c): RD&D Budget.
- IEA (2016d): World Energy Outlook 2016. Paris.
- IEA (Ed.) (2010): Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies to 2050. Paris: IEA/OECD.
- IPCC (2014): Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change, Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. In O. e. a. Edenhofer (Ed.).
- Kather, A.; Klostermann, M. (2011): CO₂ Capture via the Oxyfuel Process with Cryogenic Air. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Kuckshinrichs, W.; Vögele, S. (2015): Economic Analysis of Carbon Capture in the Energy Sector. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): Carbon capture and use - Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives 7 (2015) 147-172. Heidelberg: Springer.
- Lenz, V.; Naumann, K.; Bloche-Daub, K.; Rönsch, C.; Kaltschmitt, M.; Janczik, S. (2016): Erneuerbare Energien. Brennstoff Wärme Kraft 68 (5) 60-80.
- Markewitz, P. (2016): Lebensdaueranalyse fossil gefeuerter Kraftwerke. Zeitschrift für Energiewirtschaft 40 (3) 171-177.
- Markewitz, P.; Bongartz, R. (2012): Technologien zur CO₂ Abscheidung. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung. 51-69. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W.; Leitner, W.; Müller, T. E.; Linssen, J.; Zapp, P. (2012): Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilization of CO₂. Energy Environmental Science 5 (2012) 7281-7305.
- Martinsen, D.; Heinrichs, H.; Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W. (2015): The system value of CCS technologies in the context of CO₂ mitigation scenarios for Germany. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): Carbon, Capture, Storage and Use - Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives 10 (2015) 201-220. Heidelberg: Springer Verlag.
- Metz, B.; Davidson, O.; de Coninck, H.; Loos, M.; Meyer, L. (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. United Kingdom & New York, USA: Cambridge University Press.
- Moser, P.; Schmidt, S.; Wallus, S.; Ginsberg, T.; Sieder, G.; Clausen, I.; Mihailowitsch, D. (2013): Enhancement and Long-Term Testing of Optimised Post-Combustion Capture Technology – Results of the Second Phase of the Testing Programme at the Niederaussem Pilot Plant. Energy Procedia 37 (2013) 2377-2388.

- Noothout, P.; Wiersma, F.; Hurtado, O.; Macdonald, D.; Kemper, J.; van Alphen, K. (2014): CO₂ Pipeline Infrastructure – Lessons Learnt. *Energy Procedia* 63 (2014) 2481-2492.
- Öko-Institut, FhG-ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Runde Studie im Auftrag des BMU, 18.12.2015.
- Pfeifer, H. (2015): Eisen- und Stahlindustrie. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 8). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.
- Pietzner, K. (2015): Gesellschaftliche Akzeptanz. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 14). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.
- Reijerkerk, S.; Nijmeijer, K.; Potreck, J.; Simons, K.; Wessling, M. (2011): Polymer Membranes for CO₂ Separation. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): *Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants*. 351-379. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Schenk, O.; Hake, J.-F. (2012): CCS-Politik in der EU: Geht die Rechnung auf oder wurde die Rechnung ohne den Wirt gemacht? In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive (Vol. DII). Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Schiebahn, S. (2013): Effizienzoptimierte CO₂-Abtrennung in IGCC-Kraftwerken mittels Wassergas-Shift-Membranreaktoren. Dissertation, RWTH-Aachen.
- Schiffer, H.-W.; Thielmann, T. (2017): 20 Jahre CCS - Erfolge einer Technologie im Wartestand. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 67 (1/2) 40-46.
- Statistisches Bundesamt (2015): Produzierendes Gewerbe - Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4 Serie 4.3. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Stemmermann, P.; Schweike, U.; Garbev, K.; Beuchle, G.; Möller, H. (2010): Celitement - a sustainable prospect for the cement industry. *Cement International* 8 (5) 52.
- Stolten, D.; Scherer, V. (Eds.). (2011): *Efficient carbon capture for coal power plants*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Then, O. (2016): Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland, Europa und der Welt - Vortrag im Rahmen des NRW Netzwerks Kraftwerkstechnik (AG1) Wissenschaftspark Gelsenkirchen, 22.11.2016.
- Thomsen, K. (2011): Chemical Absorption Materials for CO₂ Capture. In D. Stolten & V. Scheerer (Eds.): *Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Trudeau, N. (2011): Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage in Industrial Applications. Paper presented at the Challenges and Opportunities of CO₂ Capture&Storage in the Iron and Steel Industry, Düsseldorf.

- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
- UNIDO (2010): Carbon Capture and Storage in Industrial Applications: Technology Synthesis Report. Working Paper - November 2010.
- Urban, W.; Lohmann, H.; Girod, K. (2012): BMBF Verbundprojekt "Biogaseinspeisung". In Bundesministerium für Bildung und Forschung (Ed.): Fraunhofer-Institut UMSICHT, BASE Technologies GmbH.
- Walspurger, S.; van Dijk, E.; van den Brink, R. (2011): CO₂ Removal in Coal Power Plants via Pre-Combustion with Physical Absorption. In D. a. S. Stolten, Viktor (Ed.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. 241-268.
- Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Scheufen, M. (2010): Energietechnologien 2050 -Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Stuttgart: Fraunhofer Verlag; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI-, Karlsruhe.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2016): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2016.
- World Energy Council (2016): World energy scenarios 2016.
- Wuppertal Institut (2010): RECCS plus: Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CSS); Update und Erweiterung der RECCS-Studie 0329967/07000285; Abschlussbericht an das BMU. Wuppertal.
- Ziesing, H.-J. (2016): Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2015: Ein weiterer Dämpfer für die Zielerreichung 2020. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (5) 60-69.

Technologiebericht

2.4 CO₂ Nutzung

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Alexander Otto

Peter Markewitz

Martin Robinius

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Otto, A.; Markewitz, P.; Robinius, M. (2017): Technologiebericht 2.4 CO₂-Nutzung. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Peter Markewitz

Tel.: +49 2461/61-6119

Fax: +49 2461/61-6695

E-Mail: p.markewitz@fz-juelich.de

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

52425 Jülich

Review durch:

Karin Arnold (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	639
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	640
Tabellenverzeichnis	641
Abbildungsverzeichnis	642
Zusammenfassung (Steckbrief)	643
1 Beschreibung des Technologiefeldes	645
1.1 Technologieauswahl	646
1.2 Kurzbeschreibung und Entwicklungsstand von Möglichkeiten der chemischen Nutzung von CO ₂	648
1.3 Geförderte Forschungsprojekte zur chemischen Nutzung von CO ₂	651
2 Entwicklungsbedarf für die chemische industrielle CO₂- Nutzung	653
2.1 Grundlagen der chemischen CO ₂ -Nutzung	653
2.2 Entwicklungsbedarf	655
3 Relevanz öffentlicher Förderung	657
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	657
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	657
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	660
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	660
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	660
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	663
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	663
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	663
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	664
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	665
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	665
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	665
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	666
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	667
Literaturverzeichnis	669

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
EOR	Enhanced Oil recovery
EU	Europäische Union
IEA	Internationale Energieagentur
PUR	Polyurethan
SOEC	Solid oxide electrolyser cell
TERM	BMBF Projekt Technologien zur Erschließung der Ressource Mikroalgen

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
km	Kilometer
bar	Druck
t	Tonne
K	Kelvin
kJ	Kilojoule
T	Temperatur


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Übersicht zur Einordnung der betrachteten Technologien in den Gesamtkontext -----	646
Tab. 1-2	Globales Produktionsvolumen industriell hergestellter organischer Produkte mittels CO ₂ als Rohstoff sowie die jeweils gebundene Masse an Kohlendioxid pro kg Produkt und insgesamt pro Stoff-----	648
Tab. 1-3	Ausgewählte nationale Förderprojekte zur chemischen Nutzung von CO ₂ -----	652
Tab. 2-1	Mögliche Stoffgruppen der Reaktionen mit CO ₂ in Abhängigkeit der Art des Reaktionspartners -----	654
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der chemischen Nutzung von CO ₂ (Bulkchemikalien, Polymere)-----	657
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes chemische Nutzung von CO ₂ -----	658
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld chemische Nutzung von CO ₂ -----	659
Tab. 4-1	CO ₂ -Einsatzpotenziale für Polymere und Bulkchemikalien -----	662
Tab. 4-2	Polymerproduktion in Deutschland 2015 -----	664
Tab. 4-3	Abhängigkeit des Technologiefeldes CO ₂ -Nutzung von Infrastrukturen -----	665

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Mögliche Pfade zur CO ₂ -Nutzung -----	645
Abb. 1-2	Kolbe-Schmidt-Synthese von Salicylsäure -----	649
Abb. 1-3	Synthese von Ethylencarbonat (mit R: H) und Propylencarbonat (mit R: CH ₃) über CO ₂ und Ethylenoxid (mit R: H) bzw. Propylenoxid (mit R: CH ₃). Kolbe-Schmidt-Synthese von Salicylsäure -----	650
Abb. 1-4	Vereinfachte Darstellung des Asahi Kasei Prozesses zur phosgenfreien Herstellung von Bisphenol-A-Polycarbonat aus Ethylenoxid, Bisphenol-A und CO ₂ -----	650
Abb. 1-5	Synthese von Polypropylencarbonat aus CO ₂ und Propylenoxid -----	651
Abb. 1-6	Herstellung von Polyurethanen aus CO ₂ -basierten Diolen und Diisocyananten -----	651
Abb. 2-1	Energiediagramm für organische Synthesen von CO ₂ mit hochenergetischen Reaktanden zu Produkten mit niedrigem Energieniveau -----	653

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 2.4 CO₂-Nutzung		
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf		
Beschreibung des Technologiefeldes		
Technologiefeld bestehend aus 2 zentralen Technologiegruppen: – Bulkchemikalien – Polymere (chemische Nutzung von CO ₂) Andere CO ₂ Nutzungen werden in den Technologiefeldern 4.2a: Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch)), 4.2b: Power-to-gas (Methanisierung biologisch) und 4.3: Power-to-liquids/chemicals analysiert		
Technologische Reife: – Photokatalytische Aktivierung: Technologieentwicklung (TRL=3); elektrokatalytische Aktivierung von CO ₂ : Technologieentwicklung (TRL=4) – C1 Baustein für Polymere (außer PUR): Technologieentwicklung (TRL=3-4) – Hydrierung von CO ₂ : Je nach Anwendung Technologieentwicklung – Kommerzialisierung (TRL=4-9)		
Kritische Komponenten – Katalysatoren – Gesamte verfahrenstechnische Wertschöpfungskette		
Entwicklungsziele – Identifikation und Bewertung von möglichen Polymerprodukten hinsichtlich Relevanz (Klimareduktionsbeitrag, Fixierungsdauer etc.) – Versuchs- und Demonstrationsanlagen		
Technologie-Entwicklung		
Mögliche CO ₂ Einsatzpotenziale ¹⁾		
	National²⁾	EU
Polymere	15 Mio. t	40 Mio. t
Harnstoffsynthese	Keine Angabe	40 Mio. t
Sonstige Bulkchemikalien	Keine Angabe	20 Mio. t
¹⁾ Theoretische Potenziale, basieren auf heutigen Produktionsmengen ²⁾ CO ₂ -Einsatz für die Herstellung chemischer Produkte wird in aktuellen Klimagasszenarien nicht thematisiert.		
F&E-Bedarf		
– Katalysatorentwicklung (Ziele: Erhöhung des Reaktionsumsatzes, hohe Selektivitäten, Stabilität gegenüber Verunreinigungen) – Abschätzungen von CO ₂ -Einsatzpotenzialen – Bewertung und Einordnung sowie Vergleich von Produkten: Herkömmliche Verfahren vs. C1-Verfahren: Lebenszyklusanalysen, Kostenabschätzungen – Verfahrenstechnische Auslegung von heute im Labormaßstab befindlichen Technologien – Direkte Synthetisierung von Polymeren – Verfahren zur Aktivierung von CO ₂ – Produktbezogene Akzeptanzforschung		

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	
<ul style="list-style-type: none"> – Ressourceneinsparung durch den Einsatz von CO₂ – Aussagen zur Klimagas-minderung sind derzeit sehr unsicher, da produktspezifische Life Cycle Analysen in vielen Fällen nicht vorliegen – Feinchemikalien: keine signifikantes CO₂-Einsatzpotenzial und somit kein nennenswertes Klimagasreduktionspotenzial 	
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	
Keine Angabe möglich (erfordert produktspezifische LCA-Bewertungen)	
Kosteneffizienz	
<p>Pauschale Angabe nicht möglich, da von vielen Parametern abhängig (z. B. Eduktpreise, H₂-Preis etc.). Notwendige Voraussetzung für einen zukünftigen Einsatz: Kostenvorteil gegenüber konventionellen Herstellverfahren.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Methanolherstellung: CO₂-Vermeidungskosten ca. 500 €/t CO₂. – Dimethylesterherstellung: CO₂-Vermeidungskosten ca. 440 €/t CO₂ 	
Inländische Wertschöpfung	
<p>Netto-Produktionswert der deutschen Polymerherstellung in 2015: 27,8 Mrd. €, Beschäftigte: 57.500 (entspricht einem Anteil von 19,6 % am gesamten Produktionswert der chemischen Industrie)</p> <p>Heutiger Weltmarktanteil von Deutschland an der Polymerproduktion: 5-6 %</p>	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
Derzeit weltweite F&E Aktivitäten. Hauptakteure: USA, China, Europa	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
Derzeit liegen nur wenige Akzeptanzuntersuchungen für C1-Polymerprodukte vor. Akzeptanzprobleme: Nachhaltigkeit der CO ₂ -Einbindung wird angezweifelt, Assoziation: „toxisches“ CO ₂	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
Pfadabhängigkeit ist vergleichbar mit heute üblichen verfahrenstechnischen Anlagen	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
<p>Bei Nutzung</p> <ul style="list-style-type: none"> – großer CO₂-Mengen: Bau von CO₂-Pipelines – kleinerer CO₂-Mengen: Lkw-, Bahn- oder Schiffstransport 	
Systemkompatibilität	
Bei Einsatz von H ₂ : Mögliche Synergiepotenziale (als Teil einer Wasserstoffenergiewirtschaft), ggfs. Nutzungskonkurrenzen mit anderen PtX-Anwendungen (z. B. Power-to-Fuel, Methanisierung) in Bezug auf die Verfügbarkeit von „grünem“ H ₂	

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Die Rolle von CO₂ hat sich in den letzten Jahren stark gewandelt. Während CO₂ überwiegend als Nebenprodukt oder Abfallprodukt aus Industrieprozessen und der Verbrennung von fossilen Rohstoffen galt, kann die stoffliche Nutzung von CO₂ als Rohstoff für Chemikalien, Kunst- und Kraftstoffe die Möglichkeit eröffnen, unabhängiger von fossilen Rohstoffen zu werden.

Kohlendioxid ist als Verbrennungsprodukt von kohlenwasserstoffhaltigen Materialien eine stabile und unreaktive Verbindung. Dennoch ist es möglich, CO₂ mit reaktiven Reaktionspartnern und unter der Hilfe von geeigneten reaktiven Reagenzien und/oder Katalysatoren zu neuen chemischen Verbindungen umzusetzen. Die Konvertierung von Kohlendioxid in höherwertige Produkte kann chemisch, elektrochemisch, photochemisch, biochemisch oder photochemisch erfolgen. Für die Aktivierung des Kohlendioxids ist der Einsatz von Energie notwendig. Abhängig von der Natur des Umwandlungsprozesses erfolgt die Zufuhr der benötigten Energie thermisch, elektrisch, chemisch oder durch Licht (Abb. 1-1).

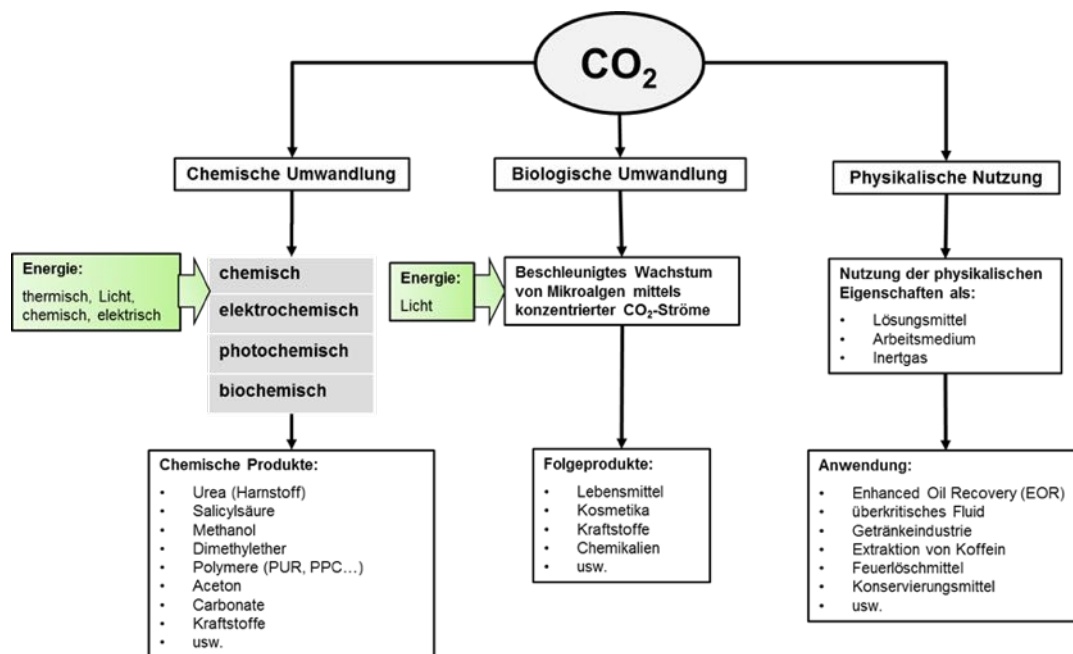


Abb. 1-1 Mögliche Pfade zur CO₂-Nutzung

Konzentrierte CO₂-Ströme können auch das Wachstum von Mikroalgen beschleunigen. Dabei wird das CO₂ über Photosynthese in den Mikroalgen gebunden. Aus der so erzeugten Biomasse können anschließend vielseitige Produkte für die Lebensmittel- und Kosmetikindustrie sowie Chemikalien und Kraftstoffe gewonnen werden. Ganz ohne Umwandlungsprozesse kann CO₂ auch aufgrund der physikalischen Eigenschaften direkt als Molekül für technische Anwendungen genutzt werden. Beispiele dafür sind der Einsatz von CO₂ beim *Enhanced Oil Recovery (EOR)*, in der Getränkeindustrie, als Löschmittel und für die Entkoffeinierung von Kaffee (Fischedick, Görner, Thomeczek 2015).

1.1 Technologieauswahl

In diesem Bericht wird das Technologiefeld der CO₂-Nutzung in die Technologiegruppen chemische Nutzung, physikalische Nutzung und biologische Nutzung von CO₂ unterteilt. Weiter betrachtet wird jedoch nur das Technologiefeld der chemischen Nutzung, mit den zugehörigen „Technologien“ Synthese von Bulkchemikalien und Polymeren. Die Nutzung für Kraftstoffe (power-to-liquids), die Nutzung für Chemikalien (power-to-chemicals) sowie die Methanisierung (power-to-gas) werden in den Technologiefeldern 4.3 und 4.2a/4.2b behandelt.

Obwohl die Synthesetechniken weiter in einzelne Reaktionen oder Prozesse, wie die Synthese von Methanol, Harnstoff oder synthetischem Diesel, unterteilt werden können, werden primär diese Prozesse („Technologien“) im Gesamten betrachtet. Für die detaillierte Bewertung in den nachfolgenden Kapiteln werden an geeigneter Stelle, sofern eine allgemeine Bewertung für das Anwendungsgebiet nicht durchgeführt werden kann, beispielhaft einzelne Reaktionen herangezogen. Obwohl auch die Synthese von Feinchemikalien zur chemischen Nutzung von CO₂ gehört, werden diese Prozesse nicht weiter verfolgt. Eine detaillierte Begründung für den Ausschluss von Feinchemikalien erfolgt in den nachfolgenden Ausführungen. Auch wird die Mineralisierung von CO₂ zu Verbindungen wie CaCO₃ nicht betrachtet, da diese im eigentlichen Sinne keine CO₂-Nutzung darstellt, sondern vielmehr als Speicherung von CO₂ zu verstehen ist.

Tab. 1-1 Übersicht zur Einordnung der betrachteten Technologien in den Gesamtkontext

Technologiebereich	Technologiefeld	Technologiegruppen	Technologieauswahl	Ausgeschlossene Technologien
Konventionelle Kraftwerke	CO ₂ -Nutzung	Chemische, physikalische, biologische Nutzung	Synthese von Bulkchemikalien, Polymeren	Feinchemikalien, Methanisierung, Mineralisierung, Mikroalgen, EOR

Trotz des Ausschlusses der physikalischen und biologischen Nutzung von CO₂ werden diese Technologien hier kurz beschrieben. Bei der *physikalischen Nutzung* werden weltweit etwa 20 Mio. t CO₂ pro Jahr als Industriegas, Kältemittel, Löschmittel, in der Getränkeindustrie und als Extraktionsmittel eingesetzt. Darüber hinaus finden 40 Mio. t CO₂ pro Jahr in der Petrochemie Anwendung, insbesondere zur Erdölförderung *Enhanced Oil Recovery (EOR)* (Kruse, Kiep, & Schäffner, 2015). Aus klimaspezifischer Sicht ist die physikalische Nutzung nur dann attraktiv, wenn es für Verfahren angewandt wird, die das CO₂ für lange Zeit aus der Atmosphäre fernhalten (z. B. EOR). Ebenso können Anwendungen sinnvoll sein, bei denen Gase substituiert werden, die ein höheres Treibhausgaspotenzial als CO₂ aufweisen. In der Lackmittelindustrie werden beispielsweise Lösungsmittelverfahren entwickelt, die die Substitution von flüchtigen organischen Verbindungen ermöglichen. Abgesehen von diesen speziellen Anwendungen hat die physikalische Nutzung von CO₂ keine Relevanz zur Vermeidung von CO₂-Emissionen, da das CO₂ im eigentlichen Sinne keine fossilen Rohstoffe substituiert und in den meisten Anwendungsfällen wieder direkt in die

Atmosphäre gelangt. Zwar stellt die Anwendung für EOR hier eine Ausnahme dar, jedoch kann diese Anwendungsmöglichkeit eher zur CO₂-Speicherung gezählt werden. Im Übrigen besitzt sie für Deutschland keine Relevanz. Des Weiteren ist die physikalische Nutzung von CO₂ bereits etabliert. Sie wird kommerziell eingesetzt, so dass kein F&E-Bedarf mehr besteht.

Neben der chemischen und physikalischen Nutzung kann CO₂ auch zum beschleunigten Wachstum von Mikroalgen eingesetzt werden. Dabei wird das CO₂ über Photosynthese von den Algen aufgenommen und in Biomasse umgewandelt. Der Vorteil von Mikroalgen gegenüber herkömmlichen Landpflanzen ist ein 8- bis 10-mal schnelleres Wachstum, so dass größere Mengen an CO₂ in einem relativ kurzen Zeitraum gebunden werden können.

Ein Beispiel für die kommerzielle Nutzung von CO₂ zur Erzeugung von Mikroalgen wird von BASF Health und Nutrition in Australien betrieben. In offenen Becken mit 10 cm Tiefe wird die Grünalge *Dunaliella salina* angebaut, aus der anschließend β -Carotin gewonnen wird. Dabei nimmt die Grünalge zum Wachstum CO₂ aus der Atmosphäre, aber auch teilweise aus angereicherten CO₂-Gasströmen auf. Trotz der künstlichen Zugabe von CO₂ beträgt die Raumzeitausbeute nur etwa 3-15 g Biomasse pro m² Becken und Tag. Weltweit existieren nur zwei Anlagen, in denen kommerziell Algen (Art: *Chorella vulgaris*) in geschlossenen Photobioreaktoren gezüchtet werden, um anschließend Lebensmittel oder energiereiche Öle für die Treibstoffproduktion herzustellen. In Klötze (Deutschland) betreibt die Roquette Klötze GmbH & Co. KG seit 1999 eine Anlage mit 500 km mineralischen Glasröhren und einem photoaktiven Kultivierungsvolumen von 700.000 Litern. Dabei werden pro Kilogramm Alge vier Kilogramm CO₂ aufgenommen (Roquette 2016). Die zweite Anlage befindet sich in Andalusien (Südspanien) mit einem Rohrsystem von 35 km Länge und einem Kultivierungsvolumen von 85.000 Litern (Kruse et al. 2015). Des Weiteren gibt es zahlreiche Pilot- und Demonstrationsanlagen zum beschleunigten Wachstum von Mikroalgen mittels konzentrierter CO₂-Ströme. Die aus den Algen gewonnenen Produkte werden hauptsächlich in der Lebensmittelindustrie und zunehmend für die Herstellung von Kraftstoffen und Chemikalien eingesetzt. Beispielsweise betreibt das Unternehmen SUBITEC in Kooperation mit der E.ON Hanse AG im Rahmen des nationalen Forschungsprojektes TERM (Technologien zur Erschließung der Ressource Mikroalgen) eine Pilotanlage in Hamburg sowie mit der Südzucker AG eine Anlage in Mannheim. In letzterem Fall wird das CO₂ aus einer Ethanol-Fermentation gewonnen (Subitec 2016). Ein weiteres Beispiel ist eine Pilotanlage in unmittelbarer Nähe zum Braunkohlekraftwerk Niederaußem. In Kooperation mit der Jacobs University Bremen, dem Forschungszentrum Jülich und der Phytolutions GmbH betreibt die RWE AG einen Bioreaktor, der 6 t Algen (Trockenmasse) unter Einbindung von 12 t CO₂ pro Jahr produzieren kann. Das benötigte CO₂ stammt dabei aus der RWE eigenen Pilotanlage zur CO₂-Abtrennung (RWE 2016). Obwohl noch F&E-Bedarf im Bereich der Bioreaktoren besteht, handelt es sich bei der biologischen Nutzung eher um einen natürlichen Prozess zur beschleunigten Erzeugung von Biomasse. Eine stoffliche Verwertung der Biomasse zu höherwertigen Produkten, wie Chemikalien und Kraftstoffen erfolgt mit entsprechenden Verfahren, wie sie bei der Biomassenutzung angewandt werden. Daher wird an dieser Stelle die biologische Nutzung von CO₂ zu

beschleunigtem Wachstum nicht zur eigentlichen Nutzung von CO₂ gezählt und im Folgenden nicht weiter betrachtet.

1.2 Kurzbeschreibung und Entwicklungsstand von Möglichkeiten der chemischen Nutzung von CO₂

Aktuell existieren nur wenige kommerzielle Prozesse, bei denen CO₂ als Rohstoff eingesetzt wird. Zu den Produkten zählen Harnstoff, Methanol, Salicylsäure, organische Carbonate, Polycarbonate und Polyurethane. In Tab. 1-2 sind die Produktionsmengen der jeweiligen Stoffe sowie die spezifische und gesamte Menge an CO₂, die zur Produktion der Produkte verwendet wird, zusammengefasst. Von den insgesamt eingesetzten 116 Mio. t CO₂ werden 94 % ausschließlich für die Harnstoff-Synthese genutzt.

Tab. 1-2 Globales Produktionsvolumen industriell hergestellter organischer Produkte mittels CO₂ als Rohstoff sowie die jeweils gebundene Masse an Kohlendioxid pro kg Produkt und insgesamt pro Stoff

Stoff	Unter Nutzung von CO ₂ hergestellt	Jahr	Masse CO ₂	CO ₂ gebunden im Produkt
Einheit	Mio. t/Jahr		kg/kg Produkt	Mio. t/Jahr
Urea (Harnstoff)	150	2010	0,73	109,5
Methanol (Beimischung von CO ₂ ins Synthesegas)	4,4	2007	1,37	6
Methanol (direkt aus CO ₂ und H ₂)	0,004	2014	1,37	0,00548
Salicylsäure	0,17	2011	0,318	0,054
organische Carbonate	0,1	2009	0,43-0,49	0,043-0,049
Bisphenol-A-Polycarbonat	0,6	2009	0,17	0,102
Polypropylencarbonat	0,070	2010	0,43	0,03
Polyurethane	0,005		0,20	0,001
Summe				≈ 116

Quelle: Aresta und Dibenedetto (2007); Asai Kasei Chemical (2013); BMBF (2016a); Boullard, Leblanc, Besson (2000); Covestro (2016); Kember, Buchard, Williams (2011); Mikkelsen, Jorgensen, Krebs (2010); Quadrelli, Centi, Dulpan (2011); Sunfire (2016)

Harnstoff

Die Herstellung von Harnstoff ist das industriell größte Beispiel für die chemische Nutzung von CO₂. Im Jahre 2010 wurden weltweit etwa 150 Mio. t Harnstoff mit CO₂ als Kohlenstoffquelle hergestellt (Meessen 2000: 658). Die Synthese erfolgt in einem zweistufigen Verfahren bei Drücken zwischen 150 bis 200 bar und Temperaturen von 150 bis 200 °C. Im ersten Schritt wird aus Ammoniak und CO₂ Ammoniumcarbamat gebildet, das im zweiten Schritt zu Harnstoff dehydriert wird (Mikkelsen et al. 2010).

Methanol

Im Jahr 2012 wurden weltweit 58 Mio. t Methanol über Synthesegas, bestehend aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff, hergestellt (IEA 2013: 12). Beim konventionellen Prozess besteht die Möglichkeit CO_2 dem Synthesegas beizumischen. Durch eine umgekehrte Wassergas-Shift Reaktion wird das CO_2 durch Wasserstoff zu Kohlenmonoxid reduziert. Im Jahre 2007 wurden somit 6 Mio. t als Rohstoff bei der Methanol-Synthese eingesetzt (Aresta und Dibenedetto 2007).

Eine der ersten kommerziellen Anlagen zur direkten Methanolsynthese über die Hydrierung von CO_2 durch Wasserstoff betreibt die Firma Carbon Recycling International (CRI) in Island. Bei diesem Prozess wird der benötigte Wasserstoff durch Wasserelektrolyse hergestellt und das direkt angrenzende Geothermiekraftwerk HS Orka Svartsengi dient als CO_2 -Quelle. Die „George Olah Renewable Methanol Plant“ produziert jährlich 5 Mio. Liter Methanol (Carbon Recycling International 2014). Es existieren auch Pilotanlagen, wie beispielsweise betrieben von Mitsui Chemicals in Osaka (Japan), mit einer Kapazität von 100 t pro Jahr. Bei dem Prozess wird CO_2 aus einer petrochemischen Anlage und Wasserstoff, der als Nebenprodukt im Hochofen anfällt, zur Synthese genutzt. Mitsui Chemicals plant derzeit eine kommerzielle Anlage mit einer Kapazität von 0,6 Mio. t Methanol (Quadrelli et al. 2011).

Salicylsäure

Industriell wird Salicylsäure über die Kolbe-Schmidt-Synthese durch die Reaktion von Natriumphenolat mit Kohlendioxid bei 150 bis 160 °C und 5 bar und anschließender Ansäuerung mit Schwefelsäure hergestellt (Boullard et al. 2000).

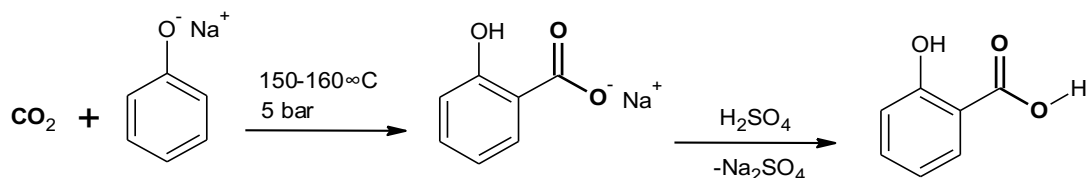


Abb. 1-2 Kolbe-Schmidt-Synthese von Salicylsäure

Die Produktionsmenge an Salicylsäure betrug im Jahr 2011 etwa 0,17 Mio. t (Quadrelli et al. 2011). Eines der bekanntesten Folgeprodukte von Salicylsäure ist das von der Bayer AG produzierte Aspirin®.

Organische Carbonate

In den 50er Jahren wurden erstmals organische Carbonate, wie Ethylencarbonat und Propylencarbonat, über die Reaktion von CO_2 mit Epoxiden (siehe Abb. 1-3) hergestellt. Die Reaktion läuft bei Temperaturen zwischen 150 und 170 °C und Drücken von 70 bis 100 bar ab (Mikkelsen et al. 2010). Im Jahr 2009 wurden etwa 100.000 t organische Carbonate auf diese Weise hergestellt (Kember et al. 2011).

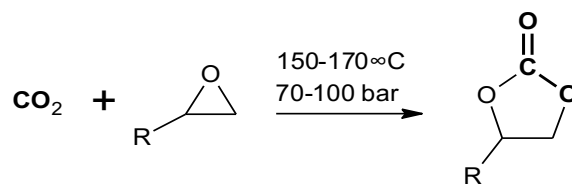


Abb. 1-3 **Synthese von Ethylencarbonat (mit R: H) und Propylencarbonat (mit R: CH₃) über CO₂ und Ethylenoxid (mit R: H) bzw. Propylenoxid (mit R: CH₃). Kolbe-Schmidt-Synthese von Salicylsäure**

Bisphenol-A-Polycarbonat

Im Asahi Kasei Prozess wird Bisphenol-A-Polycarbonat aus Ethylenoxid, Bisphenol-A und CO₂ hergestellt (siehe Abb. 1-4). Das Gesamtverfahren ist ein Beispiel für eine kommerzielle Einbindung von CO₂ in einem Kunststoff. Vor der Einführung des Prozesses im Jahr 2002 wurden aromatische Polycarbonate über Kohlenmonoxid oder Phosgen hergestellt (Quadrelli et al. 2011). Bis zum Jahr 2009 baute Asahi Kasei weltweit sechs Anlagen mit einer Gesamtkapazität von ungefähr 0,6 Mio. t pro Jahr (Asahi Kasei Chemical 2013). Jedoch ist die Menge an Kohlendioxid, die dabei als Rohstoff eingesetzt wird, mit 0,17 kg CO₂ pro kg des Polymers relativ gering.

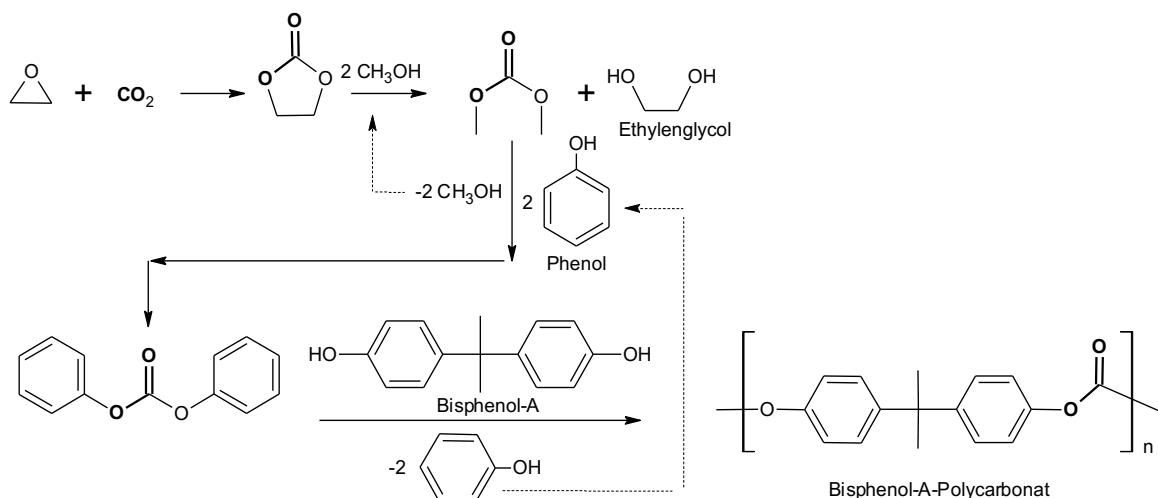


Abb. 1-4 **Vereinfachte Darstellung des Asahi Kasei Prozesses zur phosgenfreien Herstellung von Bisphenol-A-Polycarbonat aus Ethylenoxid, Bisphenol-A und CO₂**

Polypropylencarbonat

Im Jahr 2010 wurden 70.000 t Polypropylencarbonat (siehe Abb. 1-5) durch die Synthese von CO₂ mit Propylenoxid hergestellt (Federsel, Jackstell Beller 2010). Unter der Annahme, es handle sich um eine ausschließliche Co-Polymerisation von CO₂ und Propylenoxid, ohne die Polymerisation des Epoxids zu Poly-Ethern, werden für die Herstellung von einem Kilogramm Polymer 0,43 kg CO₂ eingesetzt.

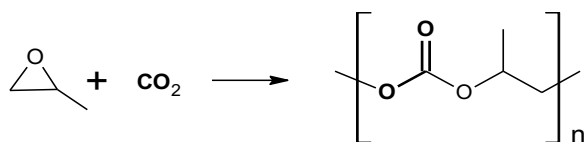


Abb. 1-5 Synthese von Polypropylencarbonat aus CO₂ und Propylenoxid

Polyurethan

Die Covestro AG (vormals *Bayer MaterialScience AG*), ein Unternehmen der Bayer AG, eröffnete im Juni 2016 in Dormagen eine Produktionsanlage zur Herstellung von neuartigen Schaumstoff-Komponenten. Bei dem Prozess wird CO₂ als Rohstoff für die Herstellung von Polyolen eingesetzt (Abb. 1-6). Die Polyole werden anschließend mit Diisocyanaten zu Polyurethan-(PUR) Schaumstoffen umgesetzt. Dabei wird CO₂ chemisch fest in das Material eingebunden und hat einen Massenanteil von 20 % im Endprodukt. Derzeit wird der PUR-Schaum für die Herstellung von Matratzen und Polstermöbel eingesetzt. Die Investition für die Produktionsanlage belief sich auf rund 15 Mio. Euro und hat eine Produktionskapazität von 5.000 t pro Jahr. Die somit als Rohstoff benötigten 1.000 t CO₂ pro Jahr werden aus einem benachbarten Chemieunternehmen gewonnen, wo es als Abfallprodukt anfällt (Covestro 2016). Der Ursprung der Produktionsanlage stammt aus dem Projekt „Dream Production“, das vom BMBF gefördert wurde. Bei dem Projekt arbeitete die ehemalige Bayer MaterialScience AG zusammen mit der RWE Power AG und der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen an der Entwicklung der Pilotanlage (BMBF 2016a).

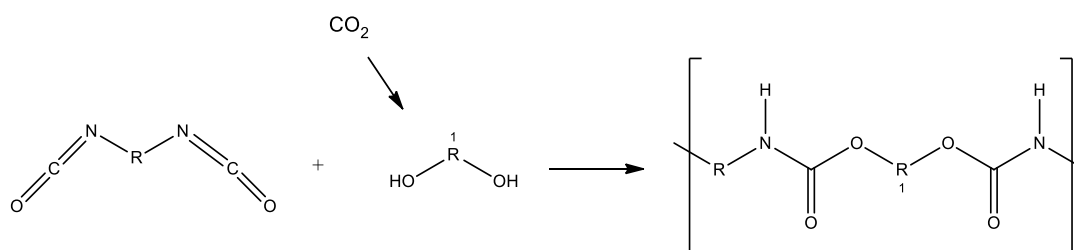


Abb. 1-6 Herstellung von Polyurethanen aus CO₂-basierten Diolen und Diisocyanaten

1.3 Geförderte Forschungsprojekte zur chemischen Nutzung von CO₂

Die Forschung im Bereich der chemischen Nutzung von CO₂ hat in den vergangenen Jahren einen starken Zuspruch durch Politik und Gesellschaft erhalten. In der nachfolgenden Tabelle sind einige wichtige Förderprojekte der BMBF-Forschungsinitiative „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO₂“ zusammengefasst. Hinzuweisen ist auch auf die kürzlich gestartete Forschungsinitiative Kopernikus¹, in der u. a. die Herstellung von Basischemikalien untersucht wird.

Die vom BMBF geförderten Projekte haben den Fokus auf der Nutzung von CO₂ zur Synthese von Polymeren (Dream Reactions, Dream Production, CO₂ als Polymerbau-

¹ <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/power-to-x>

stein), Kraftstoffen und Brennstoffen (Sunfire, SEE), Basischemikalien (Valery, Acer, DMEEXCO₂, OrgKoKAT) sowie der photochemischen Umwandlung von CO₂ (SolarSTEP, PhotoKat).

Tab. 1-3 Ausgewählte nationale Förderprojekte zur chemischen Nutzung von CO₂

Projektname	Beteiligte Unternehmen/Einrichtung	Beschreibung
Dream Reactions	Bayer Technology Services GmbH; Forschungszentrum Karlsruhe; Technische Universität Dortmund; Technische Universität Darmstadt; Max Planck Institut; TU Berlin; RWTH Aachen; Leibniz-Institut für Katalyse	Katalysatorentwicklung zur chemischen Synthese von Polycarbonaten
Dream Production	COVESTRO; Bayer Technology Services; RWE Power AG; RWTH Aachen	Pilotanlage zur Produktion von Polyetherpolycarbonatpolyolen im Kilogramm-Maßstab
CO ₂ als Polymerbaustein	BASF SE; Siemens AG; TU München	Chemische Nutzung von CO ₂ zur Synthese von hochwertigen Polymeren; Charakterisierung von Produkteigenschaften; Entwicklung von Katalysatoren zur Synthese von Polycarbonaten aus CO ₂ und Epoxiden.
OrgKoKAT	Bayer Technology Services GmbH; Creavis Technologies & Innovation	Entwicklung neuer Organokatalysatoren und kooperativer Katalysatorverfahren, die einen attraktiven Zugang zu cyclischen Carbonaten, Polycarbonaten und β -Ketosäurederivaten mittels CO ₂ ermöglichen
PhotoKat	Ruhr-Universität Bochum	Entwicklung aktiver und selektiver heterogener Photokatalysatoren für die Reduktion von CO ₂ zu C1-Basischemikalien (z. B. Methanol und Methan)
Valery	Evonik Degussa GmbH; Creavis Technologies & Innovation; Evonik Oxeno GmbH; Max Planck Institut für Katalyse e.V.; Universität Bayreuth	Energieeffiziente Synthese von aliphatischen Aldehyden aus Alkanen und CO ₂ am Beispiel der Valeraldehyd-Synthese aus Butan und CO ₂
SEE	h-tec Wasserstoff-Energie-Systeme GmbH; Fraunhofer ISE; OLITEC Ionic Liquids Technologies GmbH; EnBW AG; Karlsruher Institut für Technologie	Hydrierung von CO ₂ zu synthetischem Erdgas (Methan)
Acer	BASF SE; TU München; Universität Stuttgart	Katalytische Synthese von Natriumacrylat aus CO ₂ und Ethylen
SolarSTEP	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.; Karlsruher Institut für Technologie; BASF SE	Erforschung und Qualifizierung von geeigneten Katalysatormaterialien in Form von Metalloxiden (MxOy) zur solarthermochemischen Erzeugung von Synthesegas aus CO ₂ und H ₂ O
DMEEXCO ₂	BASF SE; Linde AG; hte AG; TU München; Max Planck Institut; Fraunhofer UMSICHT	Einstufiges, heterogen katalysiertes Verfahren zur Synthese von Dimethylether (DME) aus CO ₂ und Methan
Sunfire	Sunfire GmbH; Fraunhofer ICT; Eifer; Staxera GmbH; Forschungszentrum Jülich GmbH; Universität Stuttgart; CVT Chemical Engineering	Aufbau einer Pilotanlage zur Synthese von Kraftstoffen (Benzin, Diesel, Kerosin, Methanol, Methan) aus H ₂ und CO ₂

Quelle: BMBF (2016b)

2 Entwicklungsbedarf für die chemische industrielle CO₂-Nutzung

2.1 Grundlagen der chemischen CO₂-Nutzung

CO₂ ist ein Molekül mit 16 Elektronen und besitzt trotz zweier polarer C=O-Bindungen aufgrund seiner linearen Struktur im Grundzustand kein Dipolmoment. CO₂ hat den niedrigsten Energiezustand von allen kohlenstoffhaltigen binären neutralen Spezies. Trotzdem sind exotherme Reaktionen von CO₂, wie in Abb. 2-1 gezeigt, zu Produkten, die eine niedrigere Energie besitzen, möglich. Dabei handelt es sich um Reaktionen, bei denen ein weiteres Atom, wie z. B. Sauerstoff oder Stickstoff, von energiereichen Reaktanden an das Kohlenstoffatom des CO₂-Moleküls gebunden wird. Dabei entstehen organische Produkte, wie Carboxylate und Lactone (RCOOR), Carbonate (ROC(O)COR), Isocyanate (RNCO) und Harnstoffderivate (RRNCONRR).

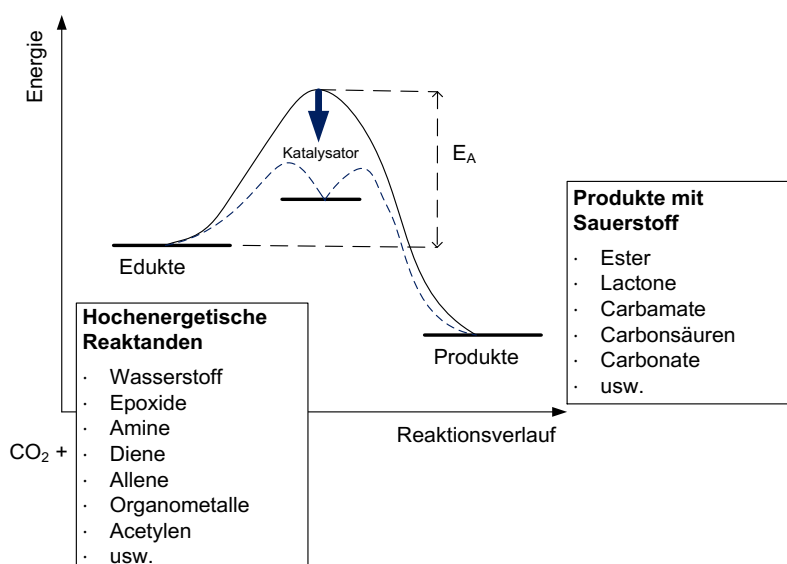


Abb. 2-1 Energiediagramm für organische Synthesen von CO₂ mit hochenergetischen Reaktanden zu Produkten mit niedrigem Energieniveau

Quelle: Sakakura, Choi und Yasuda (2007: 2365)

Reaktionen, bei denen das Kohlenstoffatom reduziert wird, benötigen die Zufuhr von Energie in Form von Wärme bei thermischen Prozessen oder in Form von Strom bei elektrochemischen Prozessen. Beispiel hierfür ist die Bildung von Formaten, Oxalaten, Formaldehyd, Kohlenmonoxid, Methanol oder Methan (Aresta und Dibenedetto 2007: 2977). Dies bedeutet aber nicht, dass bei jedem dieser Prozesse externe Energie zugeführt werden muss. So liefert beispielsweise bei der Reaktion von CO₂ mit Wasserstoff die Bildung von Wasser als Nebenprodukt nicht nur die benötigte Energie für die Umsetzung, sondern sorgt sogar für die Freisetzung von thermischer Energie.



Viele dieser Reaktionen sind jedoch aufgrund der hohen Aktivierungsenergie kinetisch gehemmt und laufen nur sehr langsam ab. Daher müssen CO₂ und/oder der Co-Reaktand zuvor aktiviert werden. Durch die Wahl geeigneter Reagenzien oder Katalysatoren kann die Reaktion über einen alternativen Reaktionspfad mit geringerer Aktivierungsenergie geführt werden.

Tab. 2-1 Mögliche Stoffgruppen der Reaktionen mit CO₂ in Abhängigkeit der Art des Reaktionspartners

Reaktionspartner	Stoffgruppen	Anmerkung
H-aktive organische Verbindungen	Carbonsäuren und Coumarine	Stöchiometrischer Einsatz von basischen und sauren Hilfsstoffen
Organometallische Reagenzien	Carbonsäuren	Stöchiometrischer Einsatz von Metallen
Alkene	Ungesättigte Carbonsäuren	
Konjugierte Diene	Lactone und ungesättigte Ester	Produktabsplaltung aus dem Metallzyklus zerstört meist den Katalysator
Allene	Pyrone und ungesättigte Ester	
Methylen cyclopropan	Lactone und Pyrone	
Alkine	Lactone und Pyrone	
Wasserstoff	Carbonsäuren, Ether, Alkohole und Alkanale	Katalytische Reaktion
Epoxide	Cyclische Carbonate und Polycarbonate	
Diole	Cyclische Carbonate	
Alkohole	Lineare Carbonate	
Ammoniak	Urea (Harnstoff)	
Amine	Lineare Urea-Derivate, Isocyanate und cyclische Carbamate	Teilweiser Einsatz von phosphorhaltigen Kondensationsreagenzien
Diamine	Cyclische Urea-Derivate, Polyharnstoff	
Amine oder NH ₃ + Alkohole	Lineare Carbamate	Katalytische Reaktion
Aziridine	Polyurethane	
Aminoalkohole	Cyclische Carbamate	
Epichlorhydrin, Cyclohexenoxid, Propylenoxid, Limonenoxid, Oxetane	Polycarbonate	

Quelle: Otto (2015), Sefidroudi (2015)

Tab. 2-1 enthält eine Übersicht der wichtigsten Stoffgruppen, die in Abhängigkeit der Art des Reaktionspartners über CO₂ darstellbar sind. Außerdem beinhaltet die Tabelle eine kurze Anmerkung zu den jeweiligen Reaktionen bezüglich des eventuellen

Einsatzes von stöchiometrischen Hilfsstoffen, beziehungsweise der Wiederverwendbarkeit des Katalysators.

In der Literatur findet sich eine Vielzahl von Reaktionen, bei denen CO₂ als Edukt mit unterschiedlichen Reaktionspartnern zu den entsprechenden Produktgruppen umgesetzt wird. Zum Großteil wurden diese Reaktionen bisher nur im Labormaßstab synthetisiert. Die durchgeführten Synthesen weisen einen starken Grundlagenforschungscharakter auf.

2.2 Entwicklungsbedarf

Der Schlüssel einer erfolgreichen Umsetzung von CO₂ liegt in der Katalyse. Um die Aktivierungsenergie bei der CO₂-Umsetzung deutlich zu reduzieren und gleichzeitig die Reaktionsgeschwindigkeit zu erhöhen, kann das CO₂-Molekül durch Koordination an Metalle aktiviert werden. Es ist auch vorteilhaft, dass CO₂ leicht in Bindungen zwischen Edelmetallen und anderen Molekülen invertiert.

Obwohl in der Katalyse schon viele Fortschritte erzielt wurden, besteht noch erheblicher F&E Bedarf. Dazu gilt es vor allem die Umsätze der Reaktionen zu erhöhen und Katalysatoren zu entwickeln, die auch in der Lage sind, bei niedrigen CO₂-Partialdrücken und in Gegenwart von NO_x und SO_x hohe Selektivitäten zu erreichen und stabiler gegen eventuelle Verunreinigungen (z. B. H₂S) des eingesetzten Kohlendioxids sind.

Eine Aktivierung von CO₂ unter reduktiven Bedingungen ist nur unter der Einbindung von regenerativen Energien oder photokatalytischen Wegen sinnvoll (Kruse et al. 2015). Hinsichtlich der photokatalytischen und elektrochemischen Umwandlung von CO₂ besteht noch ein erheblicher Bedarf an Grundlagenforschung.

Die Abtrennung von Wasser während der Reaktion kann helfen, zahlreiche Reaktionen von CO₂ mit Alkoholen zu realisieren. Dabei könnte besonders die Weiterentwicklung von Membranreaktoren einen wichtigen Beitrag leisten (Kruse et al. 2015). Ebenso könnten diese auch dabei helfen, bei Reaktionen, deren thermodynamisches Gleichgewicht auf der Edukt-Seite liegt, durch gezieltes Entfernen von Produkten, die Reaktionsumsätze zu erhöhen.

Für den Großteil der in der Literatur beschriebenen CO₂-Nutzungsreaktionen wurden bereits Katalysezyklen im Labormaßstab bestätigt. Für diese Reaktionen fehlen in der Regel die verfahrenstechnischen Auslegungen der Prozesse sowie deren Demonstration über den Labormaßstab hinaus.

Für Polymere (Kunststoffe), die direkt aus CO₂ synthetisiert werden (z. B. Polypropylencarbonat oder Polycyclohexylcarbonat) müssen noch mögliche Anwendungen intensiver erforscht werden, um genaue Mengenpotenziale für die CO₂-Nutzung abzuleiten sowie das Potenzial zur CO₂-Reduktion zu ermitteln. Bei anderen Polymeren, wie beispielsweise der Polyacrylsäureherstellung, sind noch substantielle Forschungsarbeiten notwendig und den Katalysezyklus des Monomers über CO₂ und Ethylen zu realisieren (Kruse et al. 2015).

Technische Herausforderungen bei der Synthese von Kraftstoffen² aus CO₂ liegen in der Katalyse und der Reaktionstechnik. Außerdem ist für die Synthese von Kraftstoffen aus CO₂ und Wasserstoff entscheidend, dass der eingesetzte Wasserstoff über regenerative Energie bereitgestellt wird. Dabei ist aus energetischer Sicht eine Verknüpfung mit einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft von großer Bedeutung. Für eine zukünftige wirtschaftliche Umsetzung ist eine Kostenreduktion für die Wasserstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien essentiell. Es besteht zudem noch Forschungsbedarf bei der Ermittlung, welche Art von Kraftstoffen zukünftig am sinnvollsten hergestellt werden sollte und wie diese in die bestehende Infrastruktur eingegliedert werden können.

Generell, unabhängig davon ob CO₂ als Rohstoff für Kraftstoffe, Chemikalien oder Polymere eingesetzt wird, ist es für eine positive CO₂-Bilanz ausschlaggebend, dass die eventuell benötigte Wärme oder der benötigter Strom bzw. die Reaktionspartner einen möglichst geringen CO₂-Rucksack aufweisen. Auch ist ein direkter Vergleich der Energie- und CO₂-Bilanz mit konventionellen Methoden nötig, um Aussagen über Energiebedarfe und CO₂-Reduktionspotenziale zu erstellen. Dies gilt vor allem, wenn konventionelle Produkte direkt durch CO₂-basierte Produkte substituiert werden können. Erst durch detaillierte Lebenszyklusanalysen, mit denen die einzelnen Produkte und mögliche Substitute in den Blick genommen werden, lassen sich belastbare Aussagen darüber treffen, ob die CO₂ Bilanz insgesamt verbessert wird.

Der hier beschriebene F&E-Bedarf ergänzt den bereits in der Vorstudie „Energietechnologien 2050“ (Wietschel et al. 2010) beschriebenen Bedarf hauptsächlich um die Notwendigkeit, für die Aktivierung des Kohlendioxids verstärkt erneuerbare Energien einzusetzen. Des Weiteren ist der F&E-Bedarf um Analysen zu ergänzen, die vorab die CO₂-basierte Synthese bezüglich ihrer Klimarelevanz und somit des CO₂-Reduktionspotenziales gegenüber den konventionellen Prozessen/Verfahren beurteilen. CO₂-basierte Verfahren für Stoffe zu entwickeln, die eine weltweite Produktion von wenigen Tonnen aufweisen, haben generell vernachlässigbare Auswirkungen auf das Klima und sollten bei der öffentlichen Förderung kritisch betrachtet werden. Zudem sollten CO₂-basierte Produkte bereits am Anfang ihrer Entwicklung einer Umfeldanalyse unterzogen werden, um zukünftige Marktpotenziale und somit CO₂-Reduktionspotenziale früh identifizieren und abschätzen zu können.

²Siehe hierzu auch *Technologiefeld 4.3: Power-to-liquids/chemicals*

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Wie zuvor beschrieben, existieren bereits kleinere Pilot- und Demonstrationsanlagen zur chemischen Nutzung von CO₂, mit denen organische Chemikalien, Polymere oder auch Kraftstoffe hergestellt werden. In der einschlägigen Literatur (Aresta, 2010; Otto et al. 2015) werden weitere zahlreiche Reaktionen zu Produkten beschrieben. Bei einem Großteil der Reaktionen handelt es sich um reine Grundlagenforschung, die – wenn überhaupt – im Labormaßstab realisiert wurden. Eine Ausnahme ist die Polyurethan-Produktion der Fa. Covestro, bei der Grundlagenforschungserkenntnis in relativ kurzer Zeit in eine kommerzielle Produktion umgesetzt wurden. Für fast alle der zuvor vorgeschlagenen Reaktionen ist jedoch nicht absehbar, ob sie für eine kommerzielle Nutzung weiterentwickelt werden. Die nachfolgende Bewertung umfasst sowohl Bulkchemikalien als auch Polymere. Die Vorlaufzeit (bis 2040) ist als obere Grenze aufzufassen. Generell wäre eine Aufteilung nach Produkten wünschenswert, kann aber aufgrund des Zeitaufwandes im Rahmen der vorliegenden Studie nicht geleistet werden. So kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Vorlaufzeiten einiger Produkte durchaus geringer sein können. Aufgrund der großen Unsicherheiten sowie angesichts der Tatsache, dass derzeit keine belastbaren Potenzialaussagen für Deutschland vorliegen, wird auf die Differenzierung nach Szenariowelten verzichtet.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der chemischen Nutzung von CO₂ (Bulkchemikalien, Polymere)

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Die Angabe von Entwicklungsstadien für eine Sammlung von Produkten (Bulkchemikalien, Polymere) erscheint wenig sinnvoll. Daher wird im Folgenden die Bewertung von Entwicklungsstadien nur für einige ausgewählte Produkte oder Verfahren vorgenommen, die als visionär oder zukunftsweisend zu bezeichnen sind. Dies sind die photo- sowie elektrokatalytische Reduktion von CO₂, die Herstellung von Polymeren sowie die Hydrierung von CO₂. Da für einige Stoffe schon der Labornachweis erfolgt ist, wird der TR-Level der photokatalytischen Aktivierung mit TRL 3 und der TR-Level der elektrochemischen Aktivierung mit TRL 4 bewertet. Auch bei dem Einbau von C1 für Polymere ist der TRL-Bewertungsgrad vom jeweiligen Produkt bzw. Verfahren abhängig. Legt man beispielsweise die PUR Herstellung zugrunde, wie sie von der Fa. Covestro beforscht wird, ist ein TR-Bewertungsgrad von TRL 7 bis 8 anzusetzen. Bei anderen Polymeren wird der Einbau von CO₂-Molekülen in einer Bandbreite von TRL 3 bis TRL 4 geschätzt. Zwar wurden bislang die meisten Hydrierungen im Labormaßstab durchgeführt; allerdings gibt es einige Produkte, die bereits

heute schon kommerziell (z. B. Methanol, Harnstoff oder Methan) hergestellt werden. Diese Produkte auf Basis von CO₂-Hydrierung werden in einem Bereich von TRL 7 bis TRL 9 bewertet. Hingegen ist die Herstellung von Dimethylester (DME) in einer Bandbreite von TRL 4 bis 5 zu bewerten.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes chemische Nutzung von CO₂

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level

T1 = Photo- u. elektrokatalytische Aktivierung von CO₂, T2 = Polymere, T3 = Hydrierung von CO₂

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld chemische Nutzung von CO₂

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Photo- u. elektrokatalytische Aktivierung von CO ₂						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Polymere						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hydrierung von CO ₂						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Bei der photo- und elektrokatalytischen Aktivierung von CO₂ handelt es sich um Grundlagenforschung, deren Gelingen und Umsetzung noch völlig offen ist. Vor diesem Hintergrund wird sowohl das technische als auch das wirtschaftliche F&E Risiko als eher hoch eingeschätzt. Mit Wasserstoff ermöglicht die Hydrierung von CO₂ verschiedene Ansätze zur CO₂-Fixierung. Bei Verwendung von Methanol als Rohstoff für Formaldehyd könnte der Markt CO₂-haltiger Polymere deutlich vergrößert werden. Die Hydrierung von CO₂ zu wichtigen chemischen Produkten wie Methanol oder Ameisensäure und ihren Derivaten ist intensiv untersucht worden. Katalysatorsysteme für die in der Regel exothermen Reaktionen sind prinzipiell bekannt. Erheblicher Forschungsbedarf wird noch an der Schnittstelle zwischen Chemie und Ingenieurwissenschaft gesehen. (vgl. Müller und Leitner 2012)

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Ausgangspunkt für die Ableitung von Marktpotenzialen sind die ausgewählten Szenarien, die im Kriterienkatalog genannt sind. Die Auswertung zeigte, dass in keinem Szenario die Möglichkeit thematisiert wird, CO₂ für industrielle Anwendungen zu nutzen. Daher werden im Folgenden andere Studien herangezogen, in denen zumindest CO₂-Einsatzpotenziale abgeschätzt wurden. Wie in (Otto 2015) gezeigt, gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten CO₂ für verschiedenste Produkte zu nutzen. Bereits heute werden weltweit etwa 130 Mio. t pro Jahr als Rohstoff verwendet. Als wichtigste Produkte sind Harnstoff, Methanol, Salicylsäure, anorganische und organische Carbonate sowie Polycarbonate zu nennen. Der überwiegende Anteil entfällt auf die Harnstoffproduktion. In einem Diskussionspapier der DECHEMA (Ausfelder und Bazzanella 2008) wird das weltweite Substitutionspotenzial für Polymere und Basischemikalien auf 178 Mio. t CO₂ geschätzt, wobei von heutigen Produktionsmengen ausgegangen wird. Ausgehend von der deutschen Polymerproduktion des Jahres 2011 (ca. 20,7 Mio. t) schätzen (Schüwer et al. 2015) unter Berücksichtigung von Import und Exporten sowie Recycling eine Produktionsmenge von ca. 7 Mio. t Polymere ab, die als Marktpotenzial interpretiert werden können. Das mögliche CO₂-Einsatzpotenzial wird von den Autoren auf ca. 15 Mio. t geschätzt (siehe Kapitel 4.2). Über Abschätzungen zu zukünftigen Marktentwicklungen von Polymeren sowie Basischemikalien liegen keine Informationen vor.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Die Angabe eines CO₂-Reduktionspotenzials oder anderer Emissionsreduktionen erfordert einen detaillierten Vergleich der Herstellungsverfahren von „neuen“ Produkten (mit eingebundenem CO₂) und Produkten, die auf der Basis heute üblicher Verfahren hergestellt werden. Belastbare Aussagen lassen sich nur auf der Basis produktbezogener detaillierte Lebenszyklusanalysen treffen. Da diese jedoch nicht vorliegen, gestaltet es sich sehr schwierig, Klimagasreduktionspotenziale anzugeben. In einer Arbeit des Forschungszentrums Jülich (Otto 2015) wurde eine grobe Abschätzung vorgenommen, um das mögliche Reduktionspotenzial für Bulkchemikalien und Feinchemikalien abzuschätzen. Die Potenziale wurden für die Europäische Union (EU 28) ermittelt. Eine analoge Abschätzung wurde in der zitierten Arbeit auch für die Herstellung von Kraftstoffen durchgeführt, die im Nachfolgenden im Rahmen eines Exkurses kurz skizziert wird und als Vergleich mit den Anwendungen Bulkchemikalien und Polymere dienen soll.

Organische Bulkchemikalien und Feinchemikalien

In besagter Studie (Otto 2015) wurden auf Grundlage einer ausführlichen Literaturrecherche 123 CO₂-Nutzungsreaktionen identifiziert und bewertet. Der Fokus lag dabei auf der chemischen Umsetzung von CO₂ zu organischen Produkten, durch die konventionell hergestellte Verbindungen substituiert werden können. Die aus den Reaktionen resultierenden Produkte konnten in 23 Bulkchemikalien und 100 Feinchemikalien unterteilt werden. Bei der Bewertung wurden die Reaktionen bezie-

hungsweise Produkte bezüglich des CO₂-Reduktionspotenzials und des wirtschaftlichen Interesses, das die chemische Industrie an den resultierenden Produkten haben könnte, eingeordnet. Die Bewertung erfolgte dabei anhand von Auswahlkriterien, die speziell auf die Bulk- und Feinchemikalien angepasst wurden, um eine sensible Einordnung der Stoffe in eine Rangliste zu erreichen sowie die zugrundeliegende Qualität der Daten zu berücksichtigen. Unter den Bulkchemikalien werden die CO₂-basierten Reaktionen zu Ameisensäure, Formaldehyd, Oxalsäure, Methanol, Harnstoff und Dimethylether sowie bei den Feinchemikalien zu Methylcarbammat, 3-Oxopentandicarbonsäure, 2-Imidazolidion und Ethylcarbammat als besonders vielversprechend angesehen. Ausgehend von 23 betrachteten Bulkchemikalien mit einer jährlichen EU-weiten Produktionsmenge von etwa 78 Mio. Tonnen und unter Berücksichtigung der spezifisch eingesetzten Masse an CO₂ errechnet sich eine CO₂-Menge von etwa 59 Mio. Tonnen pro Jahr als möglicher Rohstoff. Hierbei wurden die EU-weiten Produktmengen aus dem Jahr 2011 zugrunde gelegt. Die Harnstoffsynthese weist mit ca. 40 Mio. t das höchste CO₂-Nutzungspotenzial auf. Jedoch erfolgt bereits die konventionelle Harnstoffsynthese ausschließlich über CO₂, sodass es sich hierbei um kein neues Potenzial für die CO₂-Nutzung handelt. Unter Vernachlässigung von Harnstoff errechnet sich daher ein Substitutionsrohstoffpotenzial von ungefähr 20 Mio. t CO₂.

Im Gegensatz dazu beträgt die Produktionsmenge für die 12 Stoffgruppen innerhalb der EU, in die die von Otto (2015) 100 betrachteten Feinchemikalien eingeordnet werden konnten, etwa 4,3 Mio. Tonnen pro Jahr. Dabei muss berücksichtigt werden, dass es sich bei den produzierten Mengen der Stoffgruppen nicht nur um die 100 betrachteten Feinchemikalien, sondern um alle innerhalb aller EU-Staaten produzierten Stoffe handelt, die diesen Stoffgruppen angehören. Das Potenzial ist daher als obere Grenze zu verstehen. Legt man lediglich die 100 analysierten Feinchemikalien zugrunde, reduziert sich das EU-weite Einsatzpotenzial auf ca. 1,3 Mio. t CO₂. Verglichen mit den Bulkchemikalien können mit den Feinchemikalien somit nur relativ geringe CO₂-Mengen gebunden werden. Sie sind als mögliche Klimagasvermeidungsoption nicht geeignet und werden im Nachfolgenden auch nicht weiter behandelt.

Polymere

Prinzipiell existieren zwei Wege, um CO₂ zur Synthese von Polymeren einzusetzen. Ein Weg ist die Nutzung von CO₂ als Rohstoff zur Synthese der Edukte für konventionelle Kunststoffe. Der zweite Weg besteht darin, CO₂ direkt als Monomer für eine Co-Polymerisation mit einem geeigneten Reaktionspartner zu nutzen, wie beispielsweise zur Synthese von Polycarbonaten.

Analog zu den organischen Bulk- und Feinchemikalien wurde in Sefidroudi (2015) die Synthese von Polymeren über diese beiden Wege bewertet. Für den ersten Weg wurden die meist produzierten, konventionellen Kunststoffe in Europa, zu denen Polyethylen, Polypropylen, Polyvinylchlorid, Polyethylenterephthalat, Polystyrol und Polyurethan gehören, analysiert. Für den zweiten wurden 23 Reaktionen aus der Literatur identifiziert.

Aus der Bewertung resultiert, dass besonders der Einsatz von CO₂ als Rohstoff zur Synthese der Ausgangsstoffe (Weg 1) Ethen und Vinylchlorid zur Synthese von Po-

lyethylen und Polyvinylchlorid geeignet ist. Insgesamt können durch die europaweite Substitution der konventionellen Kunststoffe Polyethylen, Polypropylen, Polyvinylchlorid, Polyethylenterephthalat, Polystyrol und Polyurethan über CO₂-basierte Verfahren ca. 40 Mio. t CO₂ als Rohstoff eingesetzt werden. Auf den deutschen Markt bezogen könnten theoretisch etwa 15 Mio. t CO₂ pro Jahr für die Synthese von Kunststoffen eingesetzt werden (Schüwer et al. 2015). Beim zweiten Weg, der direkten Nutzung von CO₂ als Rohstoff für Polymere, weisen Polycarbonate das höchste Potenzial auf. Obwohl für die direkt synthetisierten Polymere in den meisten Fällen noch konkrete Anwendungen gefunden werden müssen, haben diese den Vorteil, dass der CO₂-Anteil im Endprodukt höher ist und somit stärker auf fossile Rohstoffe verzichtet werden kann (Sefidroudi 2015).

Tab. 4-1 CO₂-Einsatzpotenziale für Polymere und Bulkchemikalien

Polymere	
EU	ca. 40 Mio. t
Deutschland	ca. 15 Mio. t
Bulkchemikalien	
<i>Harnstoffsynthese</i>	
EU	ca. 40 Mio. t
Deutschland	n.V.
<i>.....Sonstige Bulkchemikalien</i>	
EU	ca. 20 Mio. t
Deutschland	n. V.
Anmerkung: n. V. = Wert nicht verfügbar	

Quelle: Otto (2015), Otto et al. (2015), Schüwer et al. (2015), Sefidroudi (2015)

Exkurs CO₂ für die Kraftstoffherstellung

CO₂ kann mit Wasserstoff als Reaktionspartner zur Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen, Alkoholen und Oxygenaten genutzt werden, welche als Kraftstoffsubstitute im Transportsektor eingesetzt werden können. Beispielsweise können durch die direkte Hydrierung von Kohlendioxid Dimethylether (DME) und Methanol (MeOH) hergestellt werden, die als Diesel- bzw. Benzin-Ersatz dienen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit das synthetische Methanol zu Folgeprodukten wie Dimethylcarbonat (DMC) oder Oxymethylethern (OME) mit unterschiedlichen Kettenlängen umzuwandeln, die ebenfalls in modifizierten Benzin- bzw. Dieselmotoren verbrannt werden können (Ausfelder und Bazzanella 2008).

Ein indirekter Weg führt über Synthesegas, einer Mischung aus H₂ und CO, das anschließend in der seit 1925 bekannten Fischer-Tropsch Synthese zu synthetischen Kraftstoffen (Benzin, Diesel) umgesetzt werden kann. Die Herstellung des Synthesegases kann dabei durch die trockene Reformierung von CO₂ und Methan bzw. durch

die Umwandlung von CO_2 in CO über die umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion erfolgen.

Bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen besteht jedoch ein beträchtlicher Energieaufwand, dessen Bereitstellung durch erneuerbare Energien erfolgen muss, um eine CO_2 -Reduktion gegenüber den fossilen Kraftstoffen auf Erdölbasis zu erreichen. Daher sind die Prozesse aus ökologischer Sicht nur sinnvoll, wenn der benötigte Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse stammt, die mit erneuerbarem Strom betrieben wird. Die trockene Reformierung führt in diesem Kontext nur zu einer geringen CO_2 -Reduktion. Unter der Annahme, dass der gesamte fossile Treibstoffbedarf des Transportsektors (2,5 EJ im Jahr 2014 (Kuder 2014)) in Deutschland durch synthetische Kraftstoffe in Form von Alkenen mit einem H/C-Verhältnisses von zwei gedeckt wird, könnten rein theoretisch jährlich etwa 185 Mio. t CO_2 als Rohstoff eingesetzt werden.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Abschätzungen zur Energie- und Ressourceneffizienz liegen derzeit nicht vor.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Eine Abschätzung der Kosteneffizienz erfordert für jedes Produkt eine detaillierte Kostenanalyse, die sowohl den heutigen als auch den zukünftigen Herstellungsprozess in den Blick nimmt. In einer Arbeit von Otto (2015) wurden für die Bulkchemikalien Methanol und Dimethylether Herstellkosten abgeschätzt. Für die Herstellung von konventionellen Methanol schätzt Otto (2015) die Kosten auf ca. 0,33 €/kg_{MEOH}. Demgegenüber errechnet er für einen Prozess mit CO_2 -Einbindung Kosten von ca. 1,1 €/kg_{MEOH}. Die daraus resultierenden CO_2 -Vermeidungskosten werden in einer Bandbreite von 500 bis 540 €/t CO_2 angegeben. Eine weitere Kostenabschätzung wurde für Dimethylether vorgenommen. Für den konventionellen Herstellungsprozess gibt Otto (2015) Kosten in Höhe von 0,715 €/kg_{DME} an. Für einen Prozess mit CO_2 -Einbindung errechnet er Herstellkosten in Höhe von 1,66 bis 1,75 €/kg_{DME}. Die damit korrelierenden Vermeidungskosten werden auf ca. 440 €/t CO_2 beziffert. Generell ist darauf hinzuweisen, dass die aufwendigen Abschätzungen von einer Vielzahl von Parametern (z. B. Wasserstoffherstellkosten) abhängig sind, die einen großen Einfluss auf die Kostenermittlung haben. Die Zahlen sind daher als grobe Abschätzungen zu sehen, die einen Hinweis auf die Größenordnung der Kosten geben. Da systematische Analysen zu Vermeidungskosten für weitere Bulkchemikalien sowie insbesondere für Polymere nicht vorliegen, lassen sich keine weitere Aussagen zur Kosteneffizienz treffen.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die Produktion von Polymeren, unterteilt nach den wichtigsten Kunststoffen, findet sich in der nachfolgenden Tab. 4-2. Der Anteil der deutschen Polymerproduktion am Weltmarkt beträgt derzeit etwa 5 bis 6 %. Eine Angabe zur inländischen Wertschöpfung, die durch die Nutzung von CO_2 für die Herstellung von Bulkchemikalien sowie Polymeren ausgelöst wird, liegt derzeit nicht vor. Die Bedeutung der heutigen deutschen Polymerproduktion lässt sich an den Nettoproduktionswerten (Verband der Chemischen Industrie 2016) ablesen. Der Anteil der Polymerproduktion am gesam-

ten Produktionswert der chemisch-pharmazeutischen Industrie betrug im Jahr 2015 etwa 19,6 % (ca. 27,8 Mrd. €) und lag damit an der dritten Stelle vor der Produktion von Fein- und Spezialchemikalien mit 25,3 % (35,9 Mrd. €) und der pharmazeutischen Industrie mit 20,8 % (29,6 Mrd. €). Nach Angaben von (Verband der Chemischen Industrie, 2016) waren in der chemischen-pharmazeutischen Industrie im Jahr 2015 ca. 446.000 Menschen direkt beschäftigt. Etwa 57.500 Beschäftigte waren in der Polymerproduktionsbranche beschäftigt, was einem Anteil von ca. 12,8 % an der Gesamtbeschäftigtenzahl der chemischen-pharmazeutischen Industriebranche entspricht. Mit einem Anteil von etwa 15,4 % (ca. 27,4 Mrd. €) im Jahr 2015 trug die Polymerproduktion zum Außenhandel der chemisch-pharmazeutischen Industrie bei.

Tab. 4-2 Polymerproduktion in Deutschland 2015

Mt	Deutschland 2015
Polymere (Gesamt) (Wichtigste Kunststoffe)	18,5
Polyvinylchlorid (PVC)	2,8305
Polystyrol (PS)	0,962
Polypropylen (PP)	3,6445
Polyamide (PA)	1,1285
Polyethylen (PE)	5,106
Sonstige Thermoplaste	2,775
Sonstige Kunststoffe	2,0535

Quelle: *Plastics Europe (2016), Statista (2016)*

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Nach Angaben des Global CCS Institute existieren weltweit eine Vielzahl von Forschungsprojekten zur Nutzung von CO₂. Eine Übersicht über abgeschlossene, laufende sowie geplante Forschungsprojekte findet sich auf der Webseite des Global CCS Institute³. In vielen dieser Projekte werden Teile oder die gesamte Wertschöpfungskette (Speicherung, Transport, Nutzung) demonstriert. Die meisten der Projekte beinhalten die physikalische Nutzung von abgeschiedenem CO₂ (z. B. Lebensmittelindustrie) und haben somit nur indirekt (Substitution von herkömmlich produziertem Kohlendioxid) wenig bzw. keine Relevanz für die Reduktion von Klimagasemissionen. Als weltweit aktivste Akteure sind die USA, China und Europa zu nennen. Insbesondere China misst der CO₂-Nutzung größte Bedeutung zu: Die Genehmigung von chinesischen Capture-Projekten erfolgt nur bei Nachweis eines Nutzungskonzepts für das abgeschiedene CO₂.

³ <http://www.globalccsinstitute.com/projects>

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Ob und inwieweit bei der Nutzung von CO₂-basierten Produkten Akzeptanzprobleme bestehen könnten, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht belastend beurteilt werden, da keine ausreichende wissenschaftliche Grundlage vorliegt. Hinzuweisen ist auf ein laufendes EU-Forschungsprojekt⁴ der RWTH Aachen (Institut für Textlinguistik und Technikkommunikation), in dem Akzeptanzanalysen zur Nutzung von Kohlestoffdioxid durchgeführt werden. Erste Ergebnisse (Zimmermann und Kant 2017) deuten darauf hin, dass der „grüne“ Fußabdruck beim Kauf nachhaltigerer Polymerprodukte eine nur geringe Rolle spielt. Darüber hinaus wird festgestellt, dass die Nachhaltigkeit von Polymerprodukten mit CO₂-Nutzung oftmals in Zweifel gezogen wird. Vielmehr spielen Assoziationen, wie „toxisches CO₂“ eine weitaus größere Rolle, was auf die Unwissenheit vieler Befragter hindeutet. Akzeptanzuntersuchungen (Jones et al. 2014), die zwischen Produkten bzw. Produktfamilien unterscheiden, liegen nicht ausreichender Zahl vor, so dass diesbezüglich keine detaillierteren Aussagen getroffen werden können.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Inwieweit technische Pfadabhängigkeiten für die Herstellung von CO₂ basierten Produkten bestehen, ist derzeit nicht bekannt. Gleiches gilt für das Kriterium Reaktionsfähigkeit (z. B. Aufbau von Herstellungsanlagen).

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Handhabung von großen CO₂-Mengen (z. B. Abscheidung von CO₂ aus Kraftwerken) erfordert ein Pipelinennetz, um diese zum Nutzungsstandort oder zu einem Speicherort zu transportieren. In diesem Fall wäre der Bau eines Pipelinennetzes notwendig (vgl. hierzu *Technologiefeld 2.3: CO₂-Abscheidung und -Speicherung*). Bei kleineren Mengen sowie kürzeren Distanzen zum Nutzungsstandort kommen auch Logistikkonzepte wie der Transport per Lkw, Bahn und Binnenschifffahrt in Frage.

Tab. 4-3 Abhängigkeit des Technologiefeldes CO₂-Nutzung von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

⁴ Projekt EnCO2re, <http://www.tl.rwth-aachen.de/index.php?p=enCO2re>

Je nach Fahrweise (kontinuierlicher oder diskontinuierlicher Betrieb) des jeweiligen Nutzungsprozesses besteht unter Umständen die Notwendigkeit, Kohlendioxid in kleineren Mengen zwischen zu speichern⁵.

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Kohlendioxid kann mit Wasserstoff direkt zu organischen Verbindungen hydriert werden. Zielprodukte sind z. B. Ameisensäure, Oxalsäure, Formaldehyd, Methanol, Ethanol sowie Dimethylether. D. h. die CO₂-Nutzung zur Herstellung dieser Produkte setzt das Vorhandensein und die Verfügbarkeit von nachhaltig erzeugtem Wasserstoff voraus. Ob für die CO₂-Nutzung genügend Wasserstoff bereitgestellt werden kann, hängt nicht zuletzt von der Ausgestaltung und Realisierung anderer PtX⁶-Pfade ab (siehe auch *Technologiefeld 4.3: Power-to-liquids/chemicals*). Da oftmals davon ausgegangen wird, dass sogenannte Stromüberschussmengen (via Elektrolyse) genutzt werden, kann eine Nutzungskonkurrenz zwischen den einzelnen Nutzungsmöglichkeiten nicht ausgeschlossen werden. Ein anderer Gesichtspunkt betrifft die Verfügbarkeit von Kohlendioxid für die chemische Nutzung. Motivation einer von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz geprägten Energieversorgung ist die drastische Reduktion von CO₂-Emissionen und damit verbunden eine niedrigere Verfügbarkeit von CO₂ zu Nutzungszwecken. Es ist daher davon auszugehen, dass sich die Nutzung vorzugsweise auf CO₂-Emissionen konzentrieren sind, die nahezu unvermeidbar sind, wie beispielweise prozessbedingte Emissionen der Zementindustrie oder Stahl- und Eisenindustrie (siehe *Technologiefeld 2.3: CO₂-Abscheidung und –Speicherung*). Für den Fall einer kompletten direkten Nutzung dieser prozessbedingten Emissionen (ca. 60 Mio. t) wäre vermutlich eine geologische Speicherung nicht mehr erforderlich, was im Sinne einer Systemkompatibilität positiv zu werten ist.

⁵ Techniken hierfür sind heute bereits kommerziell verfügbar. Die heute eingesetzten Zwischenspeicher haben eine Größe von 10 bis 100 t CO₂.

⁶ PtX: Gemeint sind Nutzungsmöglichkeiten wie Power to Liquids, Power to Heat oder Power to Gas.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Wie bereits in der Vorgängerstudie (Wietschel et al. 2010) ausgeführt, ist die Entwicklung geeigneter Katalysatoren eine zentrale Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung von CO₂. Um die Aktivierungsenergie bei der CO₂-Umsetzung deutlich zu reduzieren und gleichzeitig die Reaktionsgeschwindigkeit zu erhöhen, kann das CO₂-Molekül durch Koordination an Metalle aktiviert werden. Es ist auch vorteilhaft, dass CO₂ leicht in Bindungen zwischen Edelmetallen und anderen Molekülen invertiert.

Obwohl in der Katalyse schon viele Fortschritte erzielt wurden, besteht noch erheblicher F&E Bedarf. Dazu gilt es vor allem die Umsätze der Reaktionen zu erhöhen und Katalysatoren zu entwickeln, die auch in der Lage sind, bei niedrigen CO₂-Partialdrücken und in Gegenwart von NO_x und SO_x hohe Selektivitäten zu erreichen und die stabiler gegen eventuelle Verunreinigungen (z. B. H₂S) des eingesetzten Kohlendioxids sind.

Eine Aktivierung von CO₂ unter reduktiven Bedingungen ist nur unter der Einbindung von regenerativen Energien oder photokatalytischen Wegen sinnvoll (Fischedick et al. 2015). Hinsichtlich der photokatalytischen und elektrochemischen Umwandlung von CO₂ besteht noch ein erheblicher Bedarf an Grundlagenforschung, der Gegenstand öffentlicher F&E sein sollte.

Die Abtrennung von Wasser während der Reaktion kann helfen, zahlreiche Reaktionen von CO₂ mit Alkoholen zu realisieren. Dabei könnte besonders die Weiterentwicklung von Membranreaktoren einen wichtigen Beitrag leisten (Kruse et al. 2015). Ebenso könnten diese auch dabei helfen bei Reaktionen, deren thermodynamisches Gleichgewicht auf der Edukt-Seite liegt, durch gezieltes Entfernen von Produkten, die Reaktionsumsätze zu erhöhen.

Für den Großteil der in der Literatur beschriebenen CO₂-Nutzungsreaktionen wurden bereits Katalysezyklen im Labormaßstab bestätigt. Für diese Reaktionen fehlen in der Regel die verfahrenstechnischen Auslegungen der Prozesse sowie deren Demonstration über den Labormaßstab hinaus.

Für Polymere (Kunststoffe), die direkt aus CO₂ synthetisiert werden (z. B. Polypropylencarbonat oder Polycyclohexylcarbonat) müssen noch mögliche Anwendungen intensiver erforscht werden, um genaue Mengenpotenziale für die CO₂-Nutzung abzuleiten sowie das Potenzial zur CO₂-Reduktion zu ermitteln. Bei anderen Polymeren, wie beispielsweise der Polyacrylsäureherstellung, sind noch substantielle Forschungsarbeiten notwendig, um den Katalysezyklus des Monomers über CO₂ und Ethylen zu realisieren (Kruse et al. 2015).

Technische Herausforderungen bei der Synthese von Kraftstoffen aus CO₂ liegen in der Katalyse und der Reaktionstechnik. Außerdem ist für die Synthese von Kraftstoffen aus CO₂ und Wasserstoff entscheidend, dass der eingesetzte Wasserstoff über regenerative Energie bereitgestellt wird. Dabei sind aus energetischer Sicht eine Verknüpfung mit einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft sowie die Wechselwirkungen mit anderen Wasserstoffanwendungen von großer Bedeutung. Für eine zukünftige wirtschaftliche Umsetzung ist eine Kostenreduktion für die Wasserstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien essentiell.

Unabhängig davon, ob CO₂ als Rohstoff für Kraftstoffe, Chemikalien oder Polymere eingesetzt wird, ist es für eine positive CO₂-Bilanz ausschlaggebend, dass die eventuell benötigte Wärme oder der benötigter Strom bzw. die Reaktionspartner einen möglichst geringen „CO₂-Rucksack“ aufweisen. Dies gilt vor allem, wenn konventionelle Produkte direkt durch CO₂-basierte Produkte substituiert werden können. Erst durch detaillierte Lebenszyklusanalysen, mit denen heutige und zukünftige Herstellungsverfahren der Produkte detailliert in den Blick genommen werden, lassen sich belastbare Aussagen darüber treffen, ob die CO₂-Bilanz in Summe verbessert bzw. wie viel Kohlendioxid eingespart werden kann.

Der beschriebene F&E-Bedarf ergänzt den bereits in der Vorstudie „Energietechnologien 2050“ beschriebenen Bedarf insbesondere um die Notwendigkeit, für die Aktivierung des Kohlendioxids verstärkt erneuerbare Energien einzusetzen, um eine positive Auswirkung auf das Klima zu erreichen. Des Weiteren ist der F&E-Bedarf um Analysen zu ergänzen, die vorab die CO₂-basierte Synthese bezüglich ihrer Klimarelevanz und somit des CO₂-Reduktionspotenziales gegenüber den konventionellen Prozessen/Verfahren beurteilen. Hierbei sollte auch die mögliche Fixierungsdauer von CO₂ berücksichtigt werden. CO₂-basierte Verfahren für Stoffe zu entwickeln, die eine weltweite Produktion von wenigen Tonnen aufweisen, haben generell vernachlässigbare Auswirkungen auf das Klima und sollten bei der öffentlichen Förderung kritisch betrachtet werden. Zudem sollten CO₂-basierte Produkte bereits am Anfang ihrer Entwicklung einer Umfeldanalyse unterzogen werden, um zukünftige Marktpotenziale und somit CO₂-Reduktionspotenziale früh zu identifizieren bzw. abschätzen zu können.

Eine Analyse, die insbesondere für Deutschland mögliche CO₂-Einsatzpotenziale für die Herstellung von Bulkchemikalien sowie Polymeren systematisch aufzeigt, existiert derzeit nicht. Ebenso fehlt eine detaillierte Kostenanalyse für die jeweiligen Bulkchemikaliientypen sowie Polymerarten.

Schlussendlich ist anzumerken, dass die theoretisch nutzbare CO₂-Menge für Bulkchemikalien und Polymere auf ca. 180 Mio. t (weltweit) geschätzt wird. Bezogen auf die weltweiten CO₂-Emissionen (2015: ca. 33 Mrd. t) entspricht dies einem Anteil von lediglich 0,5 %. Das EU-weite CO₂-Einsatzpotenzial für Bulkchemikalien und Polymere wird derzeit auf ca. 60 Mio. t geschätzt, was einem Anteil von ca. 1,7 % an den EU weiten CO₂-Emissionen (2015: 3,5 Mrd. t) entspricht. Angesichts dieser Mengenrelationen bleibt festzustellen, dass mit der CO₂ basierte Herstellung von Bulkchemikalien sowie Polymeren nur ein relativ kleines CO₂-Reduktionspotenzial erschlossen werden kann.

Literaturverzeichnis

- Aresta, M. (2010): Carbon Dioxide as Chemical Feedstock. Weinheim: WILEY-VCH.
- Aresta, M.; Dibenedetto, A. (2007): Utilisation of CO₂ as chemical feedstock: opportunities and challenges. Dalton Trans. 28 (2007) 2975-2992.
- Asai Kasei Chemical (2013): Phosgene-free polycarbonate process.
<http://www.asahi-kasei.co.jp/chemicals/en/license/page01.html>.
- Ausfelder, F.; Bazzanella, A. (2008): Diskussionspapier Verwertung und Speicherung von CO₂: DECHEMA e.V.
- BMBF (2016a): Geförderte Projekte. <http://www.chemieundco2.de/de/157.php>.
- Boullard, O.; Leblanc, H.; Besson, B. (2000): Salicylic Acid. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Wiley-VCH Verlag.
- Carbon Recycling International (2014): World's Largest CO₂ Methanol Plant.
<http://www.carbonrecycling.is>. Letzter Zugriff: 10.10.2016.
- Covestro (2016): Premiere für neuen Rohstoff-Covestro startet industrielle Kunststoff-Herstellung mit CO₂. <http://news.covestro.com/news.nsf/id/AAZC76-Premiere-fuer-neuen-Rohstoff>. Letzter Zugriff: 10.10.2016.
- Federsel, C.; Jackstell, R.; Beller, M. (2010): State-of-the-Art Catalysts for Hydrogenation of Carbon Dioxide. Angewandte Chemie International Edition 49 (36) 6254-6257.
- Fischedick, M.; Görner, K.; Thomeczek, M. (2015): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- IEA (2013): Technology Roadmap-Energy and GHG Reduction in the Chemical Industry via Catalytic Processes. Frankreich: International Energy Agency (IEA).
- Jones, C. R.; Radford, R. L.; Armstrong, K.; Styring, P. (2014): What a waste! Assessing public perceptions of Carbon Dioxide Utilisation technology. Journal of CO₂ Utilization 7 (2014) 51-54.
- Kember, M. R.; Buchard, A.; Williams, C. K. (2011). Catalysts for CO₂/epoxide copolymerisation. Chem. Commun. 47 (2011) 141-163.
- Kruse, D.; Kiep, K.; Schäffner, B. (2015): CO₂-Abtrennung und -Nutzung. In M. Fischedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 10). 511-567. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- Kuder, R. (2014): Energieeffizienz in der Industrie: Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor; Energy efficiency in the industrial sector : modell based analysis of the efficient use of energy in the EU-27 with focus on the industrial sector.
- Meessen, J. H. (2000): Urea. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Wiley-VCH Verlag.
- Mikkelsen, M.; Jorgensen, M.; Krebs, F. C. (2010): The teraton challenge. A review of fixation and transformation of carbon dioxide. Energy & Environmental Science 3 (1) 43-81.

- Müller, T. E.; Leitner, W. (2012): Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.), CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive (Vol. 164). 69-102. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Otto, A. (2015): Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie. Forschungszentrum Jülich. Energie & Umwelt 268.
- Otto, A.; Grube, T.; Schiebahn, S.; & Stolten, D. (2015): Closing the loop: captured CO₂ as a feedstock in the chemical industry. Energy & Environmental Science 8 (11) 3283-3297.
- Plastics Europe (2016): Plastics - the Facts 2016: PlasticsEurope.
- Quadrelli, E.; Centi, G.; Dulpan, J.-L. (2011): Carbon Dioxide Recycling: Emerging Large-Scale Technologies with Industrial Potenzial. ChemSusChem 4 (2011) 1194-1215.
- Roquette (2016): Algenfarm. <http://www.algomed.de/index.php?op=algenfarm>.
Letzter Zugriff: 10.10.2016.
- RWE (2016): Das RWE-Algenprojekt in Bergheim-Niederaussem.
<https://www.rwe.de/web/cms/mediablob/de/334518/data/334512/1/magazin/2009/ausgabe-3/umweltschutz/so-schuetzt-rwe-die-umwelt/Algen-Projekt.pdf>.
Letzter Zugriff: 12.10.2016.
- Sakakura, T.; Choi, J.-C.; Yasuda, H. (2007): Transformation of Carbon Dioxide. Chemical Reviews 107 (6) 2365-2387.
- Schüwer, D.; Arnold, K.; Biengen, K.; Bringezu, S.; Echternacht, L. (2015): CO₂ ReUse NRW-Evaluating gas sources, demand and utilization for CO₂ and H₂ within North Rhine-Westphalia area with respect to gas qualities.
- Sefidroudi, J. (2015): Bewertung der chemischen Nutzung von CO₂ als Rohstoff für die Synthese von Polymeren und Kunststoffen. Bachelorarbeit, Fachhochschule Aachen, Standort Jülich, Fachbereich Chemie und Biotechnologie, Forschungszentrum Jülich GmbH.
- Statista (2016): Anteil verschiedener Kunststoffarten an der Produktionsmenge in Deutschland in den Jahren 2013 und 2015.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/200640/umfrage/lohn-und-gehaltsanteil-am-umsatz-in-der-kunststoffverarbeitenden-industrie/>.
Letzter Zugriff: 07.12.2016.
- Subitec (2016): Ausgewählte Pilotanlagen. <http://subitec.com/>.
Letzter Zugriff: 12.10.2016.
- Sunfire (2016): Sunfire produziert erstmals Diesel-Kraftstoffe aus Wasser und CO₂.
<http://www.sunfire.de/de/>.
Letzter Zugriff: 21.04.2015.
- Verband der Chemischen Industrie (2016): Chemiewirtschaft in Zahlen 2016. Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI).

- Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Markewitz, P.; Möst, D.; Krewitt, W. (2010). Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologiebericht. ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale" 1041.
- Zimmermann, A.; Kant, M. (2017): CO₂ Utilisation Today - Report 2017. Bericht im Rahmen des EnCO₂Re Forschungsprojekts. TU Berlin.

Technologiebereich 3 -
Infrastruktur
innerhalb des Forschungsprojekts
TF_Energiewende

Technologiebericht

3.1 Stromtransport und -verteilung innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Holger Becker

Lothar Löwer

Martin Braun

Denis Mende

Thomas Degner

Philipp Strauß

Wolfram Heckmann

Sebastian Stock

Erika Kämpf

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Becker, H.; Braun, M.; Degner, T.; Heckmann, W.; Kämpf, E.; Löwer, L.; Mende, D.; Strauß, P.; Stock, S. (2017): Technologiebericht 3.1 Stromtransport und -verteilung. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Thomas Degner / Sebastian Stock

Tel.: +49 561 / 7294 -232 / -458

Fax: +49 561 / 7294 – 400

E-Mail: thomas.degner@iwes.fraunhofer.de

sebastian.stock@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES

Königstor 59

34119 Kassel

Review durch:

Christof Wittwer (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	677
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	679
Tabellenverzeichnis	680
Abbildungsverzeichnis	681
Zusammenfassung (Steckbrief)	682
1 Beschreibung des Technologiefeldes und Stand der F&E	684
1.1 Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes („Netztechnologien“)	685
1.1.1 Weiterentwicklung und bessere Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel	686
1.1.2 Neue steuernde Betriebsmittel	687
1.1.3 Einsatz neuer Materialien	689
1.1.4 Systeme und Komponenten des Netzschutzes	690
1.1.5 Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik	691
1.1.6 Technologien für die Offshore-Anbindung von Windkraftanlagen	693
1.1.7 Technologien zur Netzkopplung von EE-Anlagen, Speichern und Verbrauchern	694
1.2 Technologien für einen sicheren Netzbetrieb („Netzplanung und Netzbetrieb“)	695
1.2.1 Prinzipien und Methoden der Netzplanung	695
1.2.2 Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung	696
1.2.3 Netzregelung und Netzschutz	699
1.2.4 Netzintegration Offshore Windkraft	701
2 Relevanz öffentlicher Förderung	704
2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	704
2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	706
3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	708
3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	708
3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	709
3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	710
3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	710
3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	711
3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	711
3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	711
3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	712
3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	713
3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	713
4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	715
4.1 Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität	716

4.1.1	<i>Weiterentwicklung und Flexibilisierung bestehender Betriebsmittel</i>	716
4.1.2	<i>Neue Betriebsmittel</i>	716
4.1.3	<i>Einsatz neuer Materialien</i>	716
4.1.4	<i>Systeme und Komponenten des Netzschutzes</i>	717
4.1.5	<i>Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik</i>	717
4.1.6	<i>Technologien für die Offshoreanbindung von Windkraftanlagen</i>	717
4.1.7	<i>Technologien zur Netzkopplung von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern und zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen</i>	717
4.2	<i>Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb</i>	718
4.2.1	<i>Prinzipien und Methoden der Netzplanung</i>	718
4.2.2	<i>Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung</i>	719
4.2.3	<i>Netzregelung und Netzschutz</i>	719
4.2.4	<i>F&E Netzintegration Offshore Windkraft</i>	720
	Literaturverzeichnis	721

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AC	Alternating Current, Wechselstrom
DC	Direct Current, Gleichstrom
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FACDS	Flexible AC distribution systems, Flexible AC Verteilungssysteme
FACTS	Flexible AC transmission systems, Flexible AC Übertragungssysteme
FLM	Freileitungsmonitoring
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
HT	Hochtemperatur
HTLS	High Temperature Low Sag
HTS	Hochtemperatur-Supraleitung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
MS	Mittelspannung
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
RONT	Regelbarer Ortsnetz-Transformator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SST	Leistungsregler (Unified Power Flow Controller)
U	Spannung
UMZ	Überstromzeitschutz
UPFC	Leistungselektronische Transformatoren (Solid State Transformer)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
WEA	Wind-Energie-Anlage

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
kV	Kilovolt


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee -----	702
Tab. 2-1	Vorlaufzeiten verschiedener Entwicklungsziele im Bereich der Technologie Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)-----	705
Tab. 3-1	Nationales Marktpotenzial im Bereich der Technologie Hochspannungs- Gleichstrom Übertragung (HGÜ) anhand installierter Leistungen von Offshore- Windenergie und geplanten HGÜ-Trassen gemäß der aktuellen Netzentwicklungspläne-----	709

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Angeschlossene Erzeugungsleistung im deutschen Verbundnetz pro Netzebene: Erneuerbare Erzeuger speisen fast ausschließlich in die Verteilungsnetze (≤ 110 kV) ein. -----	685
Abb. 1-2	Ergebnisse einer exemplarischen Engpasssimulation im deutschen Verbundnetz. Links: Durchschnittliche Belastung (Dicke der Leitungen) und Dauer der Überlastung (Farbe gemäß Legende). Rechts: Knotenspannungen -----	698

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 3.1 Stromtransport und -verteilung	 Fraunhofer IWES
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf	
Beschreibung des Technologiefeldes	
<p>Das Technologiefeld kann durch zwei Hauptkategorien beschrieben werden:</p> <p>A) Technologien zur Erhöhung der Aufnahme-/Transportkapazität des Netzes („Netztechnologien“), u. a.: Technologien zur besseren Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel; neue Betriebsmittel; Einsatz neuer Materialien; Systeme und Komponenten des Netzschutzes; Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik; Technologien für die Offshoreanbindung von Windkraftanlagen; Technologien zur Netzkopplung von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern</p> <p>B) Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb („Netzplanung und Netzbetrieb“), u. a.: Prinzipien und Methoden der Netzplanung, Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung, Netzregelung und Netzschutz, Netzintegration Offshore-Windkraft</p>	
Entwicklungsziele und F&E-Bedarf	
Die Entwicklungsziele und der F&E-Bedarf sind im nachfolgenden für A) und B) dargestellt:	
<p>A) Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Technologien zur besseren Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel: u. a. Einbezug von Wetterprognosen und Zustandsinformationen, Verbesserung der Systemeigenschaften (z. B. erweiterte dynamische Überlastungsfähigkeit). 2. Neue Betriebsmittel, und. Verbesserung der Systemeigenschaften (z. B. Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen), technische Weiterentwicklung auf Komponenten- und Anlagenebene, Entwicklung kompakter, kosteneffizienter, langlebiger und umweltverträglicher Betriebsmittel. 3. Einsatz neuer Materialien: u. a. neue Leitermaterialien für Freileitungen, neue Halbleitermaterialien für Netzkomponenten (z. B. Siliziumkarbid (SiC)), Einsatz der Supraleitertechnologie. 4. Schutz- und Leittechnik, u. a. supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer, kostengünstige, flexible Schutztechnik für Ortsnetze und Gebäudetechnik, Messtechnik, Automatisierungstechnik. 5. Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik. 6. Offshoreanbindung von Windkraftanlagen: u. a. Verbesserung von Komponenten und Betriebsmitteln für den Offshore-Bereich, Verbesserung von Wartungskonzepten. 7. Technologien zur Netzkopplung (insbesondere Leistungselektronik) von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern. <p>B) Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Methoden und Werkzeuge der Netzplanung, u. a. Integration neuer Netzbetriebsmittel, probabilistische/zeitreihenbasierte Netzplanung, netzebenen-übergreifende Planung, zelluläres Systemdesign, Planung von Inselnetzen, Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit, Sektorkopplung, Expertentools, Planung unter Unsicherheit. 2. Methoden und Werkzeuge der Betriebsführung, u. a.: zellulare Netzbetriebsführung, Betriebsführungsalgorithmen und leittechnische Automatisierung für Systemdienstleistungen auf allen Spannungsebenen, Netzzustandserkennung auch in den unteren Netzebenen, Vorhersage Leistungsflüsse, Zusammenspiel zwischen Netzebenen, Netzwiederaufbaukonzepte, Interaktion Netz und Markt. 3. Netzregelung und Netzschutz, u. a. Netzstabilität und Systemsicherheit, Netzregelung und Netzschutz in stromrichterdominierten Netzen, bei Teilnetzbildung, in Netzzellen und Inselnetzen, Bereitstellung von Kurzschlussstrom, Grundlagen für Netzanschlussregeln. 4. Netzintegration Offshore, u. a. Einbindung HGÜ Kopfstationen in Netzbetrieb und Netzregelung. 	
Technologie-Entwicklung	
Diverse Parameter und Entwicklungsschritte für die einzelnen Technologien, die beispielhaft im Technologiebericht näher ausgeführt sind.	

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	
Ziele der Klimapolitik sind vor allem die Reduzierung des CO ₂ -Ausstoßes in die Atmosphäre. Bezogen auf die elektrische Energieversorgung bedeutet dies vor allem eine Umstellung auf eine CO ₂ -arme Elektrizitätserzeugung und die Steigerung der Effizienz in allen Sektoren (z. B. Elektromobilität/Wärmepumpen). Übertragungs- und Verteilungsnetze werden in Deutschland mit sehr geringen elektrischen Verlusten betrieben. Bei einem stark steigenden Anteil von Energietransport aus erneuerbaren Energien könnten die Netzverluste klimaneutral ansteigen. Die Stromnetze sollten den stetig wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien weiterhin ermöglichen und die Energieeffizienz verbessern.	
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	
Im elektrischen Netz werden zunehmend neue Werkzeuge für Planung und Betrieb eingesetzt, welche so zur Energie- und Ressourceneffizienz beitragen. Insofern ist auch die Forschung zur Weiterentwicklung dieser Werkzeuge, insb. bei steigender Komplexität des Energiesystems (einschließlich der Sektorkopplung), wichtig, um das System energie- und ressourceneffizient weiter zu entwickeln. Reduktion von Wandlungs- und Transportverlusten: Bspw. kann der HGÜ-Technologie ein Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz zugeschrieben werden, da sie durch die geringeren Verluste bei der Leistungsübertragung eine Verringerung des Primärenergieeinsatzes gewährleistet. Andere Möglichkeiten bestehen z. B. mit dem Einsatz von Transformatoren (oder auch anderen Betriebsmitteln) mit möglichst geringen Verlusten.	
Kosteneffizienz	
Forschungsanstrengungen im Bereich der elektrischen Netze sollten immer auch unter Kosteneffizienzaspekten durchgeführt werden. Das Potenzial der Kostenersparnis durch sogenannte Smart-Grid Lösungen ist sehr groß, weil die Aufnahmefähigkeit der Netze für Erneuerbare Energien durch intelligente Maßnahmen mit relativ niedrigem Aufwand signifikant erhöht werden kann.	
Inländische Wertschöpfung	
Generell hohes Wertschöpfungspotenzial basierend auf der inländischen hohen Qualifikation. International führende Anbieter sind in Deutschland angesiedelt.	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
International führende Unternehmen und Forschungseinrichtungen sind in Deutschland angesiedelt.	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
Die Netz-Infrastruktur ist überwiegend im öffentlichen Raum installiert und deren Ausbau von der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängig. Die zukünftige Forschung sollte deshalb Lösungen suchen, die gesellschaftlich akzeptiert werden können.	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
In vielen Dimensionen ergeben sich lange Planungszeiten und hohe Pfadabhängigkeiten.	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
Das Energieversorgungssystem und damit die Technologie „Stromtransport und -verteilung“ ist selbst ein Teil der Versorgungsinfrastruktur. Der Betrieb des Energieversorgungssystems erfordert funktionierende Kommunikationsinfrastrukturen, Wege zum Erreichen der Betriebsmittel, im Schwarzstartfall auch eigene lokale Erzeugungsanlagen und Notstromversorgungen. Eine infrastrukturübergreifende Betrachtung ist anzustreben (Strom, Wärme, Gas, Wasser, Verkehr, IKT u.a.).	
Systemkompatibilität	
Systemkompatibilität ist bei der Entwicklung neuer Technologien im Technologiefeld „Stromtransport und -verteilung“ ein sehr wesentliches Kriterium. Es gibt kein „Parallelsystem“, welches für die Erprobung zur Verfügung steht. Neue Komponenten und Technologien müssen sich in das bestehende System einfügen lassen und parallel zu bestehender und alter Technik arbeiten können.	

1 Beschreibung des Technologiefeldes und Stand der F&E

1.1 Einleitung

Die elektrische Energieversorgung war ursprünglich so konzipiert, dass die zur öffentlichen oder auch industriellen Versorgung notwendige elektrische Energie durch Kraftwerke möglichst in der Nähe der Lastzentren erfolgte. Durch die Drehstrom-Fernübertragung wurde es möglich, elektrische Energie auch über größere Strecken zu transportieren sowie später durch den Verbundbetrieb eine Energieversorgung basierend auf dem Parallelbetrieb von großen Kraftwerksblöcken zu realisieren. Die Netze wurden auf maximale Lastdeckung ausgelegt. Der Verbundbetrieb ermöglichte eine zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung mit elektrischer Energie, mit dem auch nicht geplante Lastsprünge sowie Kraftwerksausfälle gut beherrscht werden können. Die Verteilungsnetze waren als reine Verbrauchernetze geplant.

Demgegenüber steht die heutige Situation, dass zusätzlich zur konventionellen Erzeugung aus Großkraftwerken ein sehr großer Anteil aus dezentraler und erneuerbarer Erzeugung besteht. Diese Erzeugung ist überwiegend an die Verteilungsnetze (Spannungsebenen ≤ 110 kV) angeschlossen (Abb. 1-1). Der Anteil erneuerbarer Erzeugung soll zukünftig noch größer werden, während die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken, vor allem aus Kernkraftwerken, weiter zurückgehen soll.

Eine Energieversorgung, die zu großen Anteilen auf erneuerbaren, fluktuierenden Energien basiert, stellt eine besondere Herausforderung dar. Die technologische Weiterentwicklung muss sowohl bei den elektrischen Netzen als auch bei den angeschlossenen Stromerzeugern, den Verbrauchern und Speichern erfolgen. Es muss also das ganze Energieversorgungssystem betrachtet werden.

Die weitere Entwicklung des elektrischen Energieversorgungssystems kann durch folgende Haupttrends charakterisiert werden:

- Weiterer Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien deutlich über der regionalen bzw. deutschen Spitzenlast.
- Rückgang der Erzeugung aus rotierenden Generatoren zu Gunsten der Stromerzeugung aus Stromrichtern (Stromrichter-dominierte Systeme).
- Überwiegende Erzeugung in den Verteilungsnetzen (Trend Dezentralisierung) sowie in Offshore-Windparks. Das Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz und Verteilungsnetz wird immer wichtiger.
- Zunehmende Kommunikation und Automatisierung auf Verteilungsnetzebene (Trend Digitalisierung).
- Leistungsübertragung über große Entfernungen (Nord-Süd, Offshore) nimmt zu.
- Anschluss punktuell großer Leistungen durch HGÜ-Kopfstationen
- Erneuerbare Energie Anlagen gehen aus der EEG Bindung heraus und werden direkt vermarktet.
- Zunehmende Elektrifizierung für Mobilität und Wärmebereitstellung (Sektor-Kopplung).

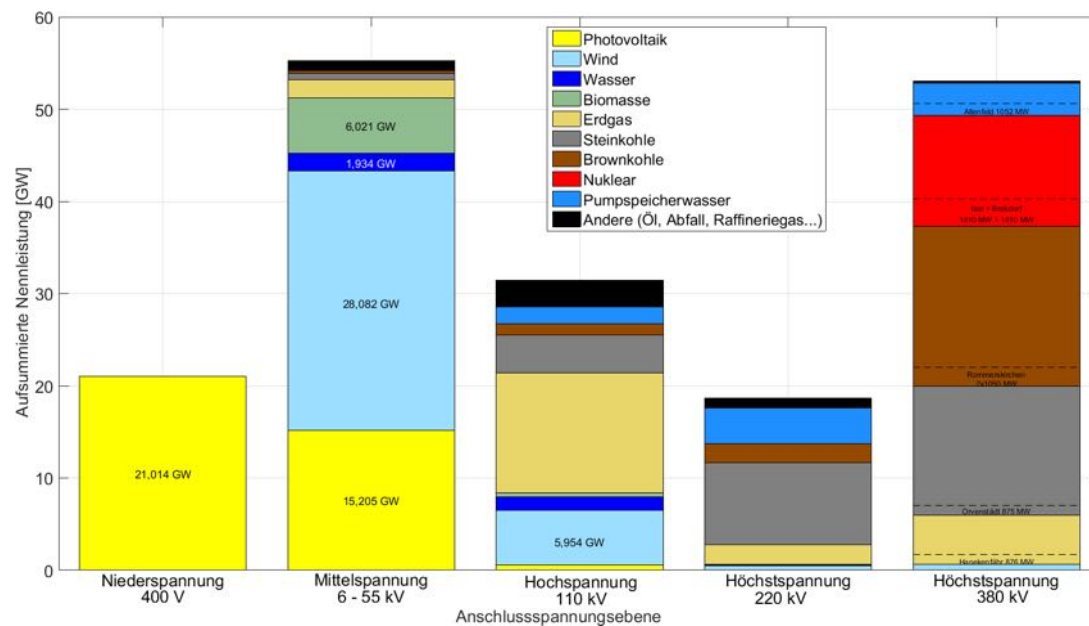


Abb. 1-1 Angeschlossene Erzeugungsleistung im deutschen Verbundnetz pro Netzebene: Erneuerbare Erzeuger speisen fast ausschließlich in die Verteilungsnetze (≤ 110 kV) ein.

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenbasis 2015 ohne Offshore Wind. Bild Hof, Fraunhofer IWES

Im Folgenden erfolgt eine Beschreibung des Technologiefeldes anhand zweier Technologiegruppen:

- Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes.
- Technologien für einen kosteneffizienten und sicheren Netzbetrieb.

Neben diesen beiden Gruppen besteht wichtiger Forschungsbedarf bezüglich des elektrischen Gesamtsystems, bestehend aus dem elektrischen Netz mit seinen Betriebsmitteln im engeren Sinne sowie den angeschlossenen Generatoren, Speichern und Lasten. Darüber hinaus werden sektorübergreifende systemische Betrachtungen (Strom, Wärme, Gas, Verkehr, IKT) immer relevanter.

Das Spektrum der relevanten Technologien ist sehr umfangreich, so dass in den folgenden Darstellungen exemplarisch Vertiefungen ausgewählt wurden.

1.2 Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes („Netztechnologien“)

Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes (im Folgenden kurz *Netzkapazität*) umfassen alle netztechnischen Komponenten und Betriebsmittel, die eine höhere Netzkapazität und/oder einen kosteneffizienteren Betrieb ermöglichen. Dazu gehören u. a.:

- 1 | Technologien zur besseren Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel: u. a. Einbezug von Wetterprognosen und Zustandsinformationen, Verbesserung der Systemeigenschaften (z. B. erweiterte dynamische Überlastungsfähigkeit).
- 2 | Neue Betriebsmittel und Verbesserung der Systemeigenschaften (z. B. Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen), technische Weiterentwicklung

auf Komponenten- und Anlagenebene, Entwicklung kompakter, kosteneffizienter, langlebiger und umweltverträglicher Betriebsmittel.

- 3 | Einsatz neuer Materialien: u. a. neue Leitermaterialien für Freileitungen, neue Halbleitermaterialien für Netzkomponenten (z. B. Siliziumkarbid (SiC)), Einsatz der Supraleitertechnologie.
- 4 | Schutz- und Leittechnik, u. a. supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer, kostengünstige, flexible Schutztechnik für Ortsnetze und Gebäudetechnik, Messtechnik, Automatisierungstechnik.
- 5 | Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik.
- 6 | Offshoreanbindung von Windkraftanlagen: u. a. Verbesserung von Komponenten und Betriebsmitteln für den Offshore-Bereich, Verbesserung von Wartungskonzepten.
- 7 | Technologien zur Netzkopplung (insbesondere Leistungselektronik) von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern.

Beispielhaft sind im Folgenden einige Technologien weiter ausgeführt:

1.2.1 Weiterentwicklung und bessere Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel

Betriebsmittel werden weiterentwickelt, um eine bessere Auslastung und Überlastbarkeit zu realisieren. Ebenso werden Technologien weiterentwickelt, um die Belastbarkeit vorhandener Betriebsmittel besser auszuschöpfen. Beispielhaft wird hier das Leitungsmonitoring beschrieben.

Leitungsmonitoring

Im konventionellen Betrieb sind Freileitungen auf ihre statische Dauerstrombelastbarkeit dimensioniert. Diese setzt konservative Wetterverhältnisse voraus und berücksichtigt damit nur sehr geringfügig in der Realität auftretende kühlende Effekte durch Wind oder kalte Temperaturen, wodurch in der Praxis häufig die tatsächliche Übertragungskapazität einer Leitung nicht ausgeschöpft wird. Unter Berücksichtigung von statistisch erhobenen oder in Echtzeit gemessenen Werten der Leiterseilzustände (mechanische Spannung an den Abspannmasten, Temperatur) sowie meteorologischen Daten können Sicherheitsreserven exakter bestimmt werden, was den Vorteil einer situationsbedingten Erhöhung der Übertragungsleistung mit sich bringt.

In Freileitungsnetzen der 110 kV- und der 380 kV-Ebene ist Freileitungsmonitoring (FLM) heute Stand der Technik. So wird z. B. das Verfahren des „temporary loadings“ (Anpassung auf Grundlage von statistischen Wetterdaten, (Vennegeerts et al. 2007)) in der 110 kV-Ebene auf der Leitung Niebüll-Flensburg eingesetzt (E.ON 2007). Das „dynamic rating“ Verfahren (Puffer et al. 2012) auf Basis von online-Wetterdaten kommt im Bereich der TenneT zwischen Hamburg und Gießen in der 380 kV-Ebene zum Einsatz (TenneT 2010).

Es besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf vor allem bezüglich der Modellvalidierung und zur Beschreibung der Übertragungskapazität bei niedrigen Windgeschwindigkeiten sowie bei den Wetterprognosemodellen. Außerdem sind vergleichende Studien zwischen verschiedenen Verfahren sinnvoll sowie Untersuchungen

hinsichtlich des konkret nutzbaren Potenzials sowie entsprechende Ertüchtigungen der zusätzlich betroffenen Netzbetriebsmittel (z. B. Schaltanlagen, Sammelschienen, Wandler, etc.) durchzuführen. Um die Auswirkungen auf die Netzführung, die Berücksichtigung und Nutzung in den Leitsystemen sowie einen aus Sicht des Verbundnetzes sinnvollen Ausbau von FLM zu bestimmen, sind systemische Studien durchzuführen.

1.2.2 Neue steuernde Betriebsmittel

Steuernde Betriebsmittel im Übertragungsnetz

Durch den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren bedarf es im Netzbetrieb immer häufigeren Eingriffen seitens des Netzbetreibers, um die Systemsicherheit und Stabilität zu gewährleisten. Die Eingriffsmöglichkeiten werden aus Netzsicht beispielsweise durch Schaltanlagen, Transformatorstufensteller, Kompensationsanlagen und durch leistungselektronische Komponenten wie FACTS („flexible alternating current transmission system“) oder durch Veränderungen der Kraftwerkseinspeisungen (Blindleistung, Wirkleistungs-Redispatch) ermöglicht. FACTS Elemente bieten dabei eine deutlich höhere Flexibilität in Bezug auf die Regelbarkeit als die zuvor genannten klassischen steuernden Betriebsmittel. Durch das Nachrüsten von FACTS-Elementen wird es häufig möglich, das Netz näher an seiner Belastungsgrenze zu betreiben, was einer Erhöhung der Übertragungskapazität (bis zu 40 %) gleich kommt. Grundsätzlich eignen sich FACTS-Elemente im Netzbetrieb (Siemens 2012) zur:

- Schnellen Spannungsregelung,
- Erhöhung des Leistungsflusses über lange AC-Leitungen,
- Dämpfung von Wirkleistungsoszillationen und zur
- Leistungsflusssteuerung in vermaschten Netzen.

Neben der oben beschriebenen möglichen Erhöhung der Übertragungskapazitäten können auch positive Beiträge für die dynamische und transiente Stabilität des Netzes erzielt werden.

Der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wird insbesondere in folgenden Dimensionen gesehen:

- Materialwissenschaftliche Erkenntnisse und verbesserte Herstellungsprozesse.
- Entwicklung neuer leistungselektronischer Betriebsmittel.

Steuerbare Anlagen und Netzbetriebsmittel im Verteilungsnetz

Die folgenden Informationen sind (Braun et al. 2015, Kapitel 15) entnommen:

Netzbetriebsmittel und beeinflussbare Kundenanlagen sind Komponenten im Verteilungsnetz, welche zur Optimierung und Flexibilisierung im Netzbetrieb eingesetzt werden können. Es sind insbesondere folgende Netzbetriebsmittel zu berücksichtigen:

- Verteilungsnetztransformatoren,
- Spannungsregler,
- Flexible AC Distribution Systems (FACDS),
- Hybride AC/DC-Netze.

Beeinflussbare Kundenanlagen können dabei unterschieden werden in:

- Erzeugungsanlagen,
- Verbraucheranlagen,
- Speicheranlagen,
 - ortsfeste Anlagen und
 - Berücksichtigung der Elektromobilität.

Regelbare Verteilungsnetztransformatoren und Spannungsregler

Bereits heute werden in Niederspannungsnetzen mit hoher dezentraler Erzeugungsleistung regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt. In ländlichen Verteilungsnetzen mit langen Netzausläufern und heterogener Last- bzw. Erzeugungsstruktur können zudem Spannungsregler verstärkt Anwendungen finden.

Die Herausforderungen und Forschungsthemen liegen hier insbesondere in der Einbindung in die Netzbetriebsführung und bei der Berücksichtigung in der Netzplanung.

Leistungselektronische Netzbetriebsmittel und hybride AC/DC-Netze

Leistungselektronik ist auch bei Netzbetriebsmitteln für das Verteilungsnetz eine zukünftig interessante Option zur Verbesserung der Regelungsmöglichkeiten. Dazu gehören bspw. Static Synchronous Compensators (STATCOM), Leistungsregler (UPFC – Unified Power Flow Controller) und leistungselektronische Transformatoren (SST – Solid State Transformer). Des Weiteren ist langfristig ein zunehmender Aufbau hybrider AC/DC-Netzstrukturen im Verteilungsnetz in Diskussion. Der Aufbau von DC-Netzstrukturen kann eine Vielzahl der Wandlungsprozesse im Netz vermeiden, wodurch Anlagenkosten und Wandlungsverluste reduziert werden können. Der SST kann zukünftig in hybriden AC/DC-Netzen ein zentrales Bauelement darstellen.

Beeinflussbare Kundenanlagen

Dezentrale Erzeugungsanlagen können dem Netzbetrieb zusätzliche Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Bei der Spannungshaltung können die DEA weiterführende Funktionen zur Spannungsregelung gewährleisten, wie z. B. eine spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung (Q(U)-P(U)-Regelung) am Netzanschlusspunkt. Des Weiteren kann bei der Spannungshaltung der zusätzliche Blindleistungsbedarf im Übertragungs- und Verteilungsnetz zunehmend auch durch DEA im Verteilungsnetz bereitgestellt werden.

Im Rahmen der Frequenzhaltung sollten zunehmend Regelleistungen durch beeinflussbare Kundenanlagen zur Verfügung gestellt werden. Mit einer stärkeren Einbindung der DEA in den Strommarkt durch Direktvermarktung oder Fahrplanlieferung von EEG-Anlagen werden zusätzliche Flexibilitäten dem Strommarkt zur Verfügung gestellt.

Bei DEA und insbesondere bei dezentralen Speichereinrichtungen kann eine multifunktionale Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Marktprodukten umgesetzt werden. Dies bedeutet, dass die dezentrale Erzeugungs- oder Speichereinrichtung mehrere Funktionen für den Verteilungsnetzbetreiber, Privatnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Stromhändler bereitstellen kann. Dadurch können die Ausnutzung und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen verbessert werden. Hierbei können Zielkonflikte auftreten, für welche im Einzelnen noch Lösungen unter Berücksichtigung des Netzbetriebszustandes („Ampelmodell“) zu entwickeln sind.

Gewerbe- und Industrieanlagen können durch Last- und Erzeugungsmanagement sowie Blindleistungskompensatoren zahlreiche Systemdienstleistungen liefern. Dazu gehören u. a.: Redispatch für Engpassmanagement bei regionalen Netzüberlastungen, Reduktion Spitzenbelastungen in einem Teil- oder dem Gesamtsystem und Regenergiebereitstellung zur Frequenzhaltung.

1.2.3 Einsatz neuer Materialien

Hochtemperaturleiterseile

Konventionelle Leiterseile bestehen aus einer Kombination aus Stahl und Aluminium (ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced). Für das Kernmaterial wird Stahl aufgrund seiner mechanischen Eigenschaften gewählt, während für den Mantel Aluminium bzw. Aluminiumlegierungen aufgrund der höheren elektrischen Leitfähigkeit zum Einsatz kommen. Die mechanischen Eigenschaften des Seils bestimmen deren maximale Betriebstemperatur von 80 °C für den Dauerbetrieb.

Neue hochtemperaturfähige Aluminiumlegierungen sowie neue Kernmaterialien mit verbesserten mechanischen Eigenschaften lassen höhere Betriebstemperaturen und damit eine erhöhte Strombelastbarkeit (bis zu 90 % gegenüber konventionellen Seilen) zu (FNN 2013). Grundsätzlich lassen sich Hochtemperaturleiterseile (HT-Seile) in zwei Gruppen einteilen:

- 1 | Leiter aus einer hochtemperaturbeständigen Aluminiumlegierung (TAL-Seile). Diese besitzen wie konventionelle Leiterseile einen Kern aus Stahl, können aber bis zu einer Temperatur von 150°C dauerhaft betrieben werden.
- 2 | Leiter mit neuartigen Kernmaterialien, welche eine geringere thermische Ausdehnung besitzen (HTLS-Leiter). Diese können bis zu einer Temperatur von 210 °C dauerhaft betrieben werden.

Leiterseile der ersten Gruppe besitzen aufgrund der höheren Temperaturfestigkeit gegenüber konventionellen Leiterseilen eine größere Übertragungskapazität. Dagegen weisen Seile der zweiten Gruppe aufgrund des verbesserten Kernmaterials bei gleicher Strombelastung einen geringeren Durchhang auf, weshalb sie sich besonders gut für den Austausch der Seile an bestehenden Masten eignen.

Ein weiteres Feld für Optimierung von HT-Seilen ist die Verbesserung der Korrosionsbeständigkeit sowie der mechanischen Belastbarkeit, in dem in den letzten Jahren Erfolge erzielt werden konnten. Grundsätzlich treten bei höheren Belastungen der Seile auch höhere Verlustleistungen auf. Zu den Neuentwicklungen (Ullrich 2015; ISI 2010; Lange 2008) zählen u. a. die folgenden Leiterseil-Typen:

- Aluminium Conductor Composite Core: ACCC,
- Aluminium Conductor Composite Reinforced: ACCR,
- Aluminium Conductor Steel Supported: ACSS,
- Thermal Resistant Aluminium Alloy Conductor Steel Reinforced: TACSR,
- Thermal Resistant Aluminium Alloy Conductor Invar Reinforced: TACIR,
- Gap-Type Aluminium Conductor Steel Reinforced: GTACSR.

Bei ACCC-Leiterseilen können durch einen höheren Aluminiumanteil im Verbundkern im Vergleich zu konventionellen Seilen die Verlustleistung reduziert werden (Ullrich 2015). Bei ACCR-Seilen wird durch einen Verbundkern mit Aluminiumoxidfasern die thermische Ausdehnung reduziert, wodurch eine erhöhte Übertragungsleistung ohne Vergrößerung des Seildurchhangs erzielt werden kann (3M 2013). Jedoch wird der Investitionsbedarf in Deutschland als relativ hoch eingeschätzt und es liegen kaum Betriebserfahrungen mit ACCR- und ACCC-Seilen vor (Ullrich 2015).

Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Leitungsverluste quadratisch mit dem Strom und linear mit der Temperatur ansteigen.

Anlagen mit Verwendung von Supraleitertechnologie

Supraleitertechnologie wird derzeit für die Anwendung in Energienetzen entwickelt und erprobt. Nachfolgend ein kurzer Überblick zu einigen Anwendungsfeldern (nach BDI 2017).

Einsatz im Übertragungsnetz zur Erdverkabelung kurzer Strecken: HTS-Trassen haben einen geringeren Platzbedarf (signifikant kleinere Grabenbreite) und emittieren durch die Verwendung supraleitender Schirme keine elektromagnetischen Felder (DOE 2009).

Innerstädtische Hochspannungsleitungen: Die HTS-Technologie erlaubt den Rückbau der Hochspannung aus Innenstädten durch Hoch-Strom Mittelspannungs-HTS-Kabel mit gleicher Übertragungsleistung. Dadurch werden die Hochspannungstransformatoren in der Innenstadt überflüssig (Platzeinsparung) (Ampacity 2016).

Städte mit wachsendem Strombedarf durch z. B. Elektromobilität können mit Supraleitern in bestehenden Kabelschächten mehr Leistung in die Städte leiten. Dies würde mit konventionellen Betriebsmitteln zusätzlichen unterirdischen Platzbedarf erfordern, der evtl. nicht mehr vorhanden ist (Telekommunikation-, Wasser-, Gasleitungen, Metro, schon voll mit Kabeln besetzte Tunnel unter Flüssen etc.).

1.2.4 Systeme und Komponenten des Netzschutzes

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer für Hochspannung erlauben die reversible Begrenzung von Kurzschlussströmen durch die Ausnutzung der physikalischen Eigenschaften von Supraleitern. Konventionelle Lösungen (IS-Limiter) verwenden Sprengsicherungen, die von einer Elektronik sicher ausgelöst werden muss und im Auslösefall per Techniker ausgewechselt werden müssen. Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer müssen nach physikalischer Auslösung nur wieder auf Betriebstem-

peratur gekühlt werden und sind bereits nach wenigen Minuten wieder einsatzfähig (Siemens 2014).

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer für Mittelspannung: Supraleitende Kabel erlauben eine deutlich größere Übertragungsleistung auf Mittelspannungsebene (Hochstrom-HTS-Kabel). Dadurch wird die Integration von Großerzeugern Erneuerbarer Energien abseits von existierenden Hochspannungstrassen auf Mittelspannungsebene möglich. Weiter wird die Vermaschung von Mittelspannungsnetzen durch supraleitende Kabel und Kurzschlussstrombegrenzer erleichtert. Es können sich HS/MS-Übergabepunkte reduzieren und es kann möglicherweise der Abbau von redundanten Transformatoren erlaubt werden. Die erhöhte Konnektivität zwischen erneuerbaren Erzeugern und Verbrauchern innerhalb des Mittelspannungsnetzes wird ohne Umweg über die Hochspannungsebene möglich.

Weiterentwicklung und Alternativen zu Schmelzsicherungen und Schutz-Automaten

Variable Einspeisesituationen und Stromflussrichtungen sowie der mögliche Betrieb von Netzbereichen mit und ohne Verbindung zum überlagerten Netz können die Anforderungen an Schutzeinrichtungen erheblich beeinflussen. Lösungsansätze in den höheren Netzebenen für diese Problemstellung liegen in der Verwendung von anpassbaren Parametersätzen in elektronischen Schutzrelais.

Die Schutzsysteme in den öffentlichen Netzen der Niederspannung und auch im Gebäudebereich sind in der Regel Bestandteil des primären Strompfades und größtenteils nicht für die Anpassung an stark wechselnde Anforderungen oder variable Schutzbereiche geeignet. Aufgrund der hohen Stückzahlen sind hier außerdem kostengünstige Lösungen gefordert.

F&E-Bedarf besteht in der Entwicklung von kostengünstigen, flexiblen Schutzsystemen insbesondere für den Einsatz in den unteren Netzebenen des Verteilungsnetzes.

1.2.5 Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik

DC-Netze

Der Einsatz von DC-Netzen als Alternative oder auch Komplement zur AC-Leistungsübertragung wird derzeit für verschiedene Einsatzgebiete erforscht und erprobt. Für den Bereich der Niederspannungs-DC-Netze (Spannungen kleiner 1.500 V) hat die Deutsche Elektrotechnische Kommission (DKE) kürzlich die deutsche Normungsroadmap Gleichspannung (DKE 2016) vorgestellt, die folgende Anwendungsmöglichkeiten nennt:

- Versorgung elektronischer Betriebsmittel mit Gleichspannung ohne Konvertierungsverluste und Vermeidung großer Netzteile.
- Das Gleichstromsystem ist für Energieerzeuger wie Photovoltaikanlagen und Brennstoffzellen geeignet und DC-AC-DC-Umwandlung sowie korrespondierende Umwandlungsverluste werden vermieden.

- Mikroturbinen, kleine Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen mit variabler Drehzahl benötigen einen AC/DC/AC-Wandler, auch hier kann der DC/AC-Wandler entfernt werden oder durch einen einfacheren und kostengünstigeren DC/DC-Wandler ersetzt werden.
- Batterie- bzw. Speichersysteme können ohne Wandler direkt an das System angeschlossen werden.
- Konzept einer geregelten Blindleistungsquelle, bei dem ein Niederspannungs-Gleichstromnetz gegenüber dem speisenden Netz mit der Umrichterschaltung Active-Front-End betrieben wird.

Folgende DC-Vorteile gegenüber AC werden genannt:

- Wegfall von Umwandlungsschritten, dadurch Reduzierung des Materialaufwandes und der Umwandlungsverluste.
- Echte Unterbrechungsfreiheit bei USV-Systemen möglich.
- Verbesserung der Spannungsqualität möglich, Oberschwingungsproblematik in Wechselstromnetzen entfällt.
- Effizientere Nutzung vorhandener Leistungsquerschnitte (kein Skin-Effekt).
- Kein Blindleistungsbedarf, dadurch vermiedene Belastung des speisenden Netzes.

Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)

Vor dem Hintergrund des technologischen Fortschritts, insbesondere im Bereich elektrischer (Halbleiter-) Schaltungstechnik und deren Regelungstechnik, ergeben sich zahlreiche Anwendungsgebiete mit technischen und/oder wirtschaftlichen Vorteilen für HGÜ- (engl. High Voltage Direct Current, HVDC) Technologien.

Typische Anwendungsgebiete für den Einsatz von HGÜs sind der Transport großer Mengen elektrischer Energie über weite Entfernungen, insbesondere Seekabelverbindungen sowie die Verknüpfung nicht synchron betriebener Netzgebiete. Während der wirtschaftliche Einsatz der HGÜ-Technologie in einem Freileitungssystem bei mehreren hundert Kilometern liegt, ist eine wirtschaftliche Anwendung bei einer kabelgebundenen Umsetzung in Abhängigkeit von der erforderlichen Übertragungskapazität aufgrund der elektrischen Eigenschaften der Hochspannungsdrehstromkabel schon bei deutlich kürzeren Übertragungsentfernungen gegeben.

Klassische, netzgeführte HGÜ-Systeme in Thyristor-Technologie (Line Commutated Converter, LCC) weisen neben den beschriebenen Vorteilen einige Nachteile im Netzbetrieb auf. Hierzu gehört zum einen der hohe Blindleistungsbedarf der Umrichterstationen, der entweder aus dem umliegenden Drehstromnetz bezogen oder durch entsprechende Kompensationselemente stationsnah erzeugt werden muss. Zum anderen ist ein gezielter Einsatz entsprechender Umrichterstationen abseits des Energietransports, z. B. für den Einsatz von Netzsystemdienstleistungen, nur sehr eingeschränkt oder gar nicht möglich. Demgegenüber können aus heutiger Sicht nach Stand der Technik errichtete, selbst geführte HGÜ-Systeme (Voltage Source Converter, VSC), welche heutzutage üblicherweise mit Insulated Bipolar Transistoren (IGBT) ausgeführt werden, neben der zu übertragenden Wirkleistung auch die drehstromseitig bezogene bzw. gelieferte Blindleistung nahezu unabhängig voneinander einstellen. Darüber hinaus erlaubt die Regelbarkeit der VSC-Umrichterstationen die Umsetzung weiterer Systemdienstleistungen.

VSC-basierte HGÜ-Systeme erlauben neben der klassischen Anwendung als Punkt-zu-Punkt- (point-to-point-) Verbindung darüber hinaus die Entnahme bzw. Einspeisung elektrischer Energie an mehreren Stellen entlang der Leitung und damit prinzipiell den Aufbau eines vermaschten HGÜ-Systems (Multi-Terminal-HVDC). Der Einsatz von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ist insbesondere in Form von Interkonnektoren zwischen verschiedenen Ländern oder zur Anbindung und Kopplung verschiedener Netzgebiete bereits in vielen Fällen im Einsatz, wohingegen Multi-Terminal-Systeme bislang nur vereinzelt Anwendung finden.

Insbesondere hinsichtlich der Verbesserung von Komponenten und Betriebsmitteln des HGÜ-Systems auf der einen als auch hinsichtlich Regelung und Integration in die vorhandenen Drehstrom-Netzstrukturen auf der anderen Seite ergeben sich Forschungs- und Entwicklungsbedarfe. Einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung netzseitiger Anforderungen an die Betriebsmittel, Regelungstechnik und Betriebsführung liefert die VSC-Technologie, die sich in den letzten 10-15 Jahren nach Abschluss der ersten Testinstallationen enorm weiterentwickelt hat, aber an die maximalen Übertragungsleistungen und DC-Spannungen der LCC-Technologie derzeit noch nicht heran reicht.

Auf Ebene der Komponenten und Betriebsmittel liegen entsprechende Entwicklungsmöglichkeiten im Bereich der verwendeten Halbleiter-Elemente zur Verbesserung der Effizienz vor (Hennig et al. 2016). Das Bestreben zu insgesamt höheren Systemspannungen und übertragbaren Leistungen führt darüber hinaus auch im Bereich klassischer Betriebsmittel, wie z. B. Transformatoren, Kabel und Schutztechnik zu anhaltendem Weiterentwicklungsbedarf.

Die Integration in bestehende AC-Systeme stellt insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Anforderungen an die sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie einen möglichen Schwerpunkt künftiger Entwicklungen dar.

Eine besondere Herausforderung hinsichtlich vielfältiger Fragestellungen der Regelung, des Schutzes und der Integration in die bestehenden AC-Systeme stellen Multi-Terminal-Overlay-Netze dar. Diese sind Gegenstand internationaler (z. B. Asplund et al. 2010) und deutscher Forschungsvorhaben (z. B. Bohn et al. 2014; Marten und Westermann 2013; Weck et al. 2016). Die Diversität der in der Wissenschaft diskutierten Ansätze zeigt den frühen Planungsstand, der oftmals nur die grundsätzliche Machbarkeit solcher Konzepte darstellt.

1.2.6 Technologien für die Offshore-Anbindung von Windkraftanlagen

Netzanbindung Offshore-Windkraft

Mit der Nutzung der Windenergie auf dem Meer wurden neue Möglichkeiten der umweltfreundlichen Energiegewinnung geschaffen. Grundlegende Vorteile der Offshore-Energiegewinnung liegen u. a. in einer höheren und stetigeren Windgeschwindigkeit, da der Wind im Gegensatz zum Land von der Beschaffenheit des umliegenden Gebietes nur geringfügig abgeschwächt oder verwirbelt wird. Dies führt, im Verhältnis zu vergleichbare Anlagen an Land („Onshore“), zu einer in etwa doppelt so hohen Energiegewinnung von Offshore-Windparks.

Die Anbindung eines Windparks an das elektrische Netz hängt stark von seiner Entfernung des gewählten, technisch möglichen Anschlusspunktes ab. Im kontinental-europäischen Verbundnetz der ENTSO-E herrscht eine Netzfrequenz von 50 Hz. Die für die Netzanbindung der Offshore-Windparks verwendeten kunststoffisolierten Kabel weisen eine typische dreischichtige Isolation auf. Der konstruktive Aufbau eines Kabels entspricht einem typischen Zylinderkondensator, so dass ein solches Kabel ein kapazitives Verhalten hat. Dadurch fließt in einem AC-Netz im Normalbetrieb im Kabel zusätzlich zum normalen, gewünschten Laststrom, der zumeist einen induktiven Charakter hat, ein kapazitiver Ladestrom. Dies resultiert in einer maximalen Kabellänge von ca. 60-80 km für den Netzanschluss von Windparks in einem 50 Hz AC-System. Für Offshore-Windparks in größeren Entfernungen von der Küste oder auch größeren Freileitungslängen auf dem Festland wird daher die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) eingesetzt.

Aktuell in der Forschung und Entwicklung behandelte Themen sind der Aufbau von vermaschten Netzstrukturen in der Nord- und der Ostsee auf Basis der Drehstrom- und Gleichstromtechnik mit dem Ziel einen europaweiten Energieausgleich zu schaffen. Hierfür sind neben den technischen Fragestellungen auch entsprechende Marktstrukturen zu entwickeln und regulatorische Aspekte zu beachten.

Als alternative Netzanschlusstechnik könnte auch eine Netzanbindung der Offshore-Windparks über Gasisolierte Leitungen (GIL), z. B. auf Basis der Tunneltechnik, weiterführend analysiert werden. Ebenso sind die Weiterentwicklung der Netzanchlussregeln für Offshore-Windparks voranzutreiben und auch die Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Offshore-Windparks zu analysieren. Ein weiteres wichtiges Thema ist auch die Energiespeicherung von Offshore-Windenergie in entsprechenden Offshore-Energiespeichern, z. B. auf Basis der Wasserstofftechnologie und damit auch die Frage der Vermarktung und des europäischen Strommarkts.

1.2.7 Technologien zur Netzkopplung von EE-Anlagen, Speichern und Verbrauchern

Erneuerbare Energieanlagen, Speichersysteme und vermehrt auch Verbrauchseinrichtungen sind häufig über leistungselektronische Komponenten (Stromrichter) an das Netz gekoppelt. Zusammen mit den Schutzeinrichtungen bestimmen diese das elektrische Verhalten der Anlagen am Netz. Durch die Ankopplung über Stromrichter ergeben sich neue Möglichkeiten, diese Anlagen möglichst netzverträglich und netzdienlich zu machen. Andererseits ergibt sich auch die Notwendigkeit, dass vermehrt Netzdienstleistungen von stromrichtergekoppelten Anlagen übernommen werden, da die Zahl der konventionellen Kraftwerke, und damit die Zahl der Synchrongeneratoren, die am Netz betrieben werden, abnimmt. Notwendig ist hier die Forschung und Entwicklung geeigneter Regelungsverfahren für die Netzkopplung von EE-Anlagen, Speichersystemen und Verbrauchseinrichtungen.

1.3 Technologien für einen sicheren Netzbetrieb („Netzplanung und Netzbetrieb“)

Technologien für einen sicheren Netzbetrieb umfassen alle netzplanerischen und netzbetrieblichen Aspekte, die einen sicheren Netzbetrieb ermöglichen. Die sich ändernden Kraftwerksstruktur erfordert eine Anpassung der Prinzipien bei der Netzplanung und die Weiterentwicklung der Netzbetriebsführung. Dazu gehören u. a.

- 1 | Methoden und Werkzeuge der Netzplanung, u. a. Integration neuer Netzbetriebsmittel, probabilistische/zeitreihenbasierte Netzplanung, netzebenenübergreifende Planung, zelluläres Systemdesign, Planung von Inselnetzen, Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit, Sektorkopplung, Expertentools, Planung unter Unsicherheit.
- 2 | Methoden und Werkzeuge der Betriebsführung, u. a.: zellulare Netzbetriebsführung, Betriebsführungsalgorithmen und leittechnische Automatisierung für Systemdienstleistungen auf allen Spannungsebenen, Netzzustandserkennung auch in den unteren Netzebenen, Vorhersage Leistungsflüsse, Zusammenspiel zwischen Netzebenen, Netzwiederaufbaukonzepte, Interaktion Netz und Markt.
- 3 | Netzregelung und Netzschutz, u. a. Netzstabilität und Systemsicherheit, Netzregelung und Netzschutz in stromrichterdominierten Netzen, bei Teilnetzbildung, in Netzzellen und Inselnetzen, Bereitstellung von Kurzschlussstrom, Grundlagen für Netzanschlussregeln.
- 4 | Netzintegration Offshore Windkraft, u. a. Einbindung HGÜ-Kopfstationen in Netzbetrieb und Netzregelung

Beispielhaft sind einige Technologien im Folgenden weiter ausgeführt:

1.3.1 Prinzipien und Methoden der Netzplanung

Netzplanung

Den Rahmen netzplanerischer Entscheidungen bilden wie in (Braun et al. 2015, Kapitel 15.4) beschrieben ökonomische, regulatorische und qualitative Vorgaben. Gesetzliche Vorgaben befinden sich u. a. im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Zu den Qualitätskriterien gehören bspw. Vorgaben bzgl. Spannungsqualität (DIN EN 50160). Die Netzplanung greift auf Planungsgrundsätze zurück und berücksichtigt relevante Teilbereiche der Netzbetriebsführung.

Forschungsbedarf entsteht aufgrund der veränderten Möglichkeiten bei neuen Netzbetriebsmitteln und der Einbeziehung von Erzeugern und Verbraucheranlagen in den Netzbetrieb sowie neuer Planungsansätze. Aber derzeit sind die Freiheitsgrade der Netzplanung aufgrund der bestehenden Netzausbauverpflichtung stark beschnitten. Im Rahmen von Forschungsvorhaben kann losgelöst von diesen Rahmenbedingungen das theoretisch mögliche Potenzial zur Senkung von Netzausbaukosten ermittelt werden.

Integration neuer Netzbetriebsmittel und –verfahren in die Netzplanung

Entwicklungen bei der Integration neuer Netzbetriebsmittel lassen sich nach den netzplanerischen Freiheitsgraden Einbauort, Typ und Eigenschaften, Dimensionierung und Beeinflussbarkeit unterteilen. Die Integration neuer Netzbetriebsverfahren

ist deshalb von Bedeutung, weil mit ihrer Hilfe die stromnetzrelevante Wirk- und Blindleistung sowie die Spannung beeinflusst werden kann, und damit auch die Erreichung der planungsrelevanten Schwellwerte z. B. für Spannung und Auslastung. Ein wichtiger Aspekt dabei ist die stabilitätsgeprüfte Netzplanung, die den steigenden Bedarf nach Prüfung und ggf. Aktualisierung von Reglerparametern unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Reglern von Netzbetriebsmitteln und Kundenanlagen betrachtet.

Probabilistische Netzplanung

Die probabilistische Netzplanung ist u. a. nützlich, um aus stark veränderlichen Einspeise-, Verbrauchs- und Marktdaten bzw. weiteren Unsicherheiten bewertungsorientiert die für die Netzplanung relevanten Größen zu bestimmen. Mit ihr kann szenarienbasiert die Unsicherheit über zukünftige Ereignisse rechnerisch handhabbar gemacht werden. Dies ist z. B. im Zusammenhang mit Zuverlässigkeitsvergleichen bei der Bewertung des Einsatzes neuer Betriebsmittel und Betriebsverfahren von Interesse.

Netzebenen-übergreifende Planung

Um zukünftig Systemdienstleistungen aus dem Verteilungsnetz an das Übertragungsnetz erbringen zu können und kostenoptimiert Netzausbau zu reduzieren, ist eine spannungsebenen-übergreifende Netzplanung erforderlich. Ebenso birgt die Intensivierung der Abstimmung zwischen Netzbetreibern in diesem Zusammenhang Effizienzpotenziale („netzbetreiberübergreifende Netzplanung“), die im Rahmen von Forschungsvorhaben näher bestimmt werden müssen.

Expertensysteme in der Netzplanung

Alle identifizierten Kern-Entwicklungsstränge können letztlich aufgrund der resultierenden zusätzlichen Komplexität und des Rechenaufwandes in die teilautomatisierte Netzplanung münden. Hierbei wird die Netzplanung unterstützt durch ein Expertensystem, welches auch die jeweils gültigen Planungsgrundsätze im Rahmen von teilautomatisierten Netzberechnungen möglicher Netzausbauszenarien anwendet.

1.3.2 Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung

Systemdienstleistungen und leittechnische Systeme

Der Grad der Einbindung des VNB in die Erbringung von Systemdienstleistungen variiert von Forschungs-Stadium (z. B. Momentanreserve) bis Stand der Technik (z. B. Einspeisemanagement, Netzanalyse und Monitoring). Auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch beeinflussbare Kundenanlagen hat noch ein umfangreiches Entwicklungspotenzial.

Die nachfolgende Auflistung zeigt wesentliche Systemdienstleistungen und eine Auswahl zugehöriger Maßnahmen:

- Frequenzhaltung: z. B. Momentanreserve, Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve), zu- und abschaltbare Lasten, frequenzabhängiger Lastabwurf.
- Spannungshaltung: z. B. Spannungs-/Blindleistungsregelung, spannungsbedingter Redispatch
- Versorgungswiederaufbau: z. B. Schwarzstartfähigkeit, Schwarzstartunterstützung.
- Betriebsführung: z. B. Engpassmanagement, Einspeisemanagement, Leistungsoptimierung, Netzanalyse und Monitoring, Verbesserung der Spannungsqualität.

Systemdienstleistungen innerhalb des Verteilungsnetzes, insbesondere aber auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz, erfordern eine Weiterentwicklung der aktuellen IKT-Infrastruktur. Die Aufgaben der Netzautomatisierung in der Netzbetriebsführung erfolgen je nach Anforderung an die Geschwindigkeit, Optimierungsgrad und Ausfallsicherheit der Regelung zentral, dezentral und/oder lokal. Eine geeignete Kombination der Entscheidungsebenen für eine optimierte Automatisierungsarchitektur ist aktuell Aufgabe von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Diskutiert wird auch der zellulare, selbst-organisierende Ansatz. Eine weitergehende Ausprägung stellt hier der Micro-Grid-Ansatz dar, bei dem Verteilungsnetzabschnitte sich zumindest zeitweise autark versorgen können. Der Nachweis der gesamtwirtschaftlichen Effizienz steht noch aus.

Insbesondere auch bei dem Thema Cyber-Security und Resilienz wird ein erheblicher F&E-Bedarf erwartet.

Steuernde Algorithmen im Übertragungsnetz

Durch den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren bedarf es im Netzbetrieb immer häufigeren Eingriffen seitens des Netzbetreibers, um die Systemsicherheit und Stabilität zu gewährleisten. Die Eingriffsmöglichkeiten werden aus Netzsicht beispielsweise durch Schaltanlagen, Transformatorstufensteller, Kompensationsanlagen und durch leistungselektronische Komponenten wie FACTS („flexible alternating current transmission system“) oder durch mit erheblichen Kosten verbundenen Veränderungen der Kraftwerkseinspeisungen (Redispatch) ermöglicht.

Neben den Netzkomponenten bilden steuerbare Erzeugungsanlagen (heutzutage insbesondere die konventionellen Kraftwerke) im Netz eine weitere wichtige Komponente zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes. Sind die technischen Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen oder Spannungsbandverletzungen angereizt und das Problem würde weiterhin bestehen, ist der Netzbetreiber angewiesen über marktbezogene Maßnahmen in die Fahrpläne der Kraftwerke einzugreifen und diese hinsichtlich der Netzanforderungen anzupassen. Dieser Vorgang wird als Redispatch bezeichnet. Diese Eingriffe in den Netzbetrieb stiegen von 1.588 h in 2010 auf 15.811 h in 2015 (BNetzA 2015). Die Kosten für den Redispatch belaufen sich dabei auf 411,9 Mio. Euro (BNetzA 2016). Abb. 1-2 zeigt exemplarisch basierend auf Modellrechnungen Engpässe und Spannungsbandverletzungen im jährlichen Mittel (Mende et al. 2017).

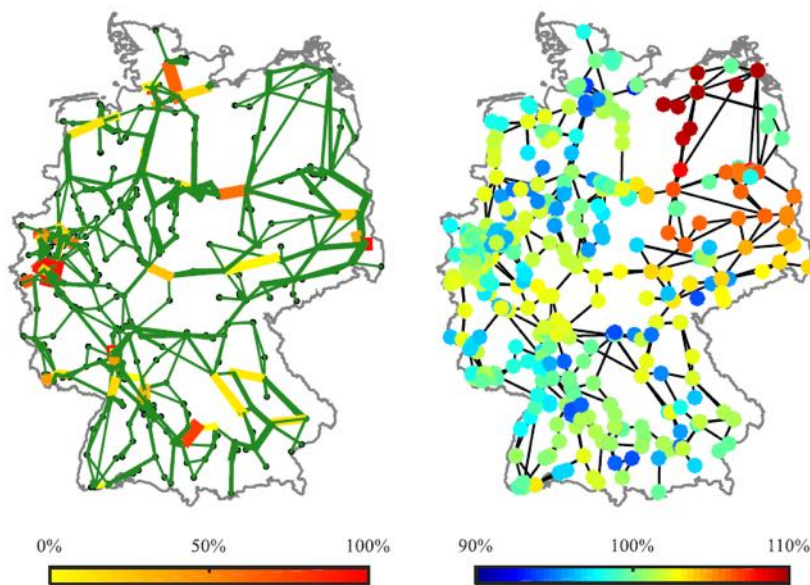


Abb. 1-2 Ergebnisse einer exemplarischen Engpasssimulation im deutschen Verbundnetz. Links: Durchschnittliche Belastung (Dicke der Leitungen) und Dauer der Überlastung (Farbe gemäß Legende). Rechts: Knotenspannungen

Quelle: Mende et al. (2017)

Die Komplexität der Entscheidungsfindung und die Vielzahl an Flexibilitäten in der Planung und in der Durchführung des Netzbetriebes bilden die Grundlage für einen steigenden Bedarf an entsprechenden unterstützenden Algorithmen.

Netzbetriebsführung im Verteilungsnetz

Bei der Netzbetriebsführung spielen Systemdienstleistungen in zweifacher Hinsicht eine Rolle, nämlich als Dienste aus dem Verteilungsnetz an das Gesamtsystem (Übertragungsnetz), wie beispielsweise Unterstützung der Frequenzhaltung, und als Dienste für den Netzbetrieb des Verteilungsnetzes, wie beispielsweise Unterstützung bei der Spannungshaltung. Hier werden die Dienste für den Netzbetrieb im Verteilungsnetz betrachtet. Neben der Spannungshaltung sind u. a. die Bereitstellung von Kurzschlussstrom, die Nutzung von Netzzellen, und die Optimierung des Netzausbaus zu nennen.

Auf die Spannungshaltung wird bei der Beschreibung der Aufgaben von Verteilnetztransformatoren und Spannungsreglern im Kapitel „Neue steuernde Betriebsmittel“ eingegangen.

Optimierung des Netzausbaus

Zur Optimierung der Netzausbaukosten im Verteilungsnetz sollte die Wirk- und Blindleistungsregelung der DEA und die zugehörigen Netzanschlussbedingungen weiterentwickelt werden. Nach (Braun et al. 2015, Kapitel 15.2) gehören dazu die Q(U)- und P(U)-Regelung sowie das Kapazitätsmanagement mit PV- und Windenergie-Anlagen. Hierbei ist zu beachten, dass aus der Vielzahl der Möglichkeiten die kostengünstigste und ausreichend sichere Variante zu wählen ist. Die Varianten

müssen auch im Vergleich zu klassischen Maßnahmen der Netzverstärkung und des Netzausbaus bewertet werden.

Spannungsebenenübergreifende Betriebsführung

Durch den zur Integration der dezentralen Einspeisungen erforderlichen erheblichen Zubau von Kabeln ist die Betriebskapazität im Netz stark angewachsen. Zusammen mit dem Lastwechsel zwischen Erzeugung und Verbrauch und den resultierenden häufigen Zeiten geringer absoluter Netzlast führt dies zu einem verstärkten kapazitiven Netzverhalten und zu Spannungsproblemen in der Hoch- und Höchstspannungsebene.

Durch entsprechende Richtlinien sind die dezentralen Erzeugungsanlagen verpflichtet, sich an der Regelung der Spannung zur Sicherung der vorgegebenen Grenzwerte zu beteiligen. Dazu wird vorzugsweise die Einspeisung von Blindleistung an den Anschlusspunkten entsprechend vorgegebener $Q(U)$ -Kennlinien und $\cos(\varphi) = f(P)$ eingesetzt. Dies hilft zwar die Bilanzprobleme in Zeiten hoher Einspeisung zu reduzieren, speziell im Teillastbereich sind zur Unterstützung der Hoch- und Höchstspannung jedoch weitere Maßnahmen erforderlich.

F&E-Bedarf besteht bei Erarbeitung und Test von möglichen Maßnahmen zur Regelung des Blindleistungshaushaltes elektrischer Verteilungsnetze in der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene zur Unterstützung vorgelagerter Netzbereiche.

Nutzung von Netzzellen in der Netzbetriebsführung

Als ein möglicher Entwicklungspfad für das Stromversorgungssystem wird die verstärkte Berücksichtigung von Netzzellen in der Planung und Betriebsführung diskutiert. Ansätze dazu werden bspw. in der VDE-Studie „Der zelluläre Ansatz“, im europäischen Forschungsprojekt Electra mit dem „Web-of-cells-Konzept“ (<http://electrairp.eu/>) oder in den USA unter dem Stichwort „networked microgrids“ diskutiert. Auch für die Überbrückung von Versorgungsstörungen können Netzzellen zukünftig eingesetzt werden. Darüber hinaus werden Inselnetze international bei der Versorgung ortsferner Gebiete eine zunehmende Rolle spielen. Diese Inselnetze können langfristig die Grundlage für den Aufbau von zusammenhängenden Versorgungsnetzen bilden.

F&E-Bedarf besteht u. a. in Fragen geeigneter Konzepte der Leistungsbilanz- und Reservehaltung, der Skalierbarkeit von Netzzellen und Steuerungsaufgaben und der horizontalen und vertikalen Interoperabilität von Komponenten und Regelungsaufgaben.

1.3.3 Netzregelung und Netzschutz

Die elektrische Energieversorgung und insbesondere die Regelung des elektrischen Netzes in Deutschland befinden sich in einem Transformationsprozess. Die Netzregelung stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Stromerzeugung werden jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind. Diese speisen bisher hauptsächlich in die unteren Spannungsebenen des Verbundnetzes ein.

Bereits am 8. Mai 2016 konnten über 90 % der elektrischen Last in Deutschland aus Erneuerbaren Energien (EE) gedeckt werden. Derzeit müssen allerdings in solchen Situationen weiterhin konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben (sog. „Must-Run-Units“). Die Gründe dafür sind vielschichtig und mit Hilfe derzeit verfügbarer Methoden und Daten nicht exakt zu ermitteln. Eine der Ursachen liegt darin, dass die wesentlichen Beiträge zur Systemstabilität heutzutage fast ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden.

Für elektrische Energieversorgungssysteme mit einem geringen Teil von konventionellen Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren müssen die Netzreglung aber auch der Netzschutz weiterentwickelt werden.

Die derzeitigen Mechanismen zur Frequenzhaltung im Verbundnetz unterteilen sich nach der zeitlichen Erbringung (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve). In den ersten Millisekunden einer Frequenzabweichung wird dieser durch die sogenannte Momentanreserve entgegengewirkt. Die Bereitstellung der Momentanreserve erfolgt ungesteuert durch rotierende Massen, die direkt über Maschinen ans Netz gekoppelt sind. Stromrichter-gekoppelte Anlagen stellen diese im Verbundnetz heute noch nicht bereit.

Die Dena kommt in ihrer Studie „Momentanreserve 2030“ (Dena 2016) zu dem Schluss, dass die Frequenzgradienten aufgrund verringerter Momentanreserve zukünftig steigen werden. Die Veränderungen sind im zusammengeschalteten kontinentaleuropäischen System in dem nächsten Jahrzehnt noch nicht von Bedeutung. Allerdings könnten extreme Störfälle mit Abtrennung von Teilsystemen unter Umständen nicht mehr beherrscht werden. Auch Wechselrichter können Momentanreserve bereitstellen, wenn diese als netzbildende, spannungsstellende Umrichter konzipiert sind. Solche Umrichter werden heute üblicherweise in Inselnetzen eingesetzt und sind nicht für den Verbundnetzbetrieb optimiert (Engler 2001). Es existieren jedoch auch Ansätze, die explizit auf eine Nachbildung des Synchronmaschinenverhaltens abzielen und damit prinzipiell für einen Einsatz im Verbundnetz geeignet erscheinen (Hesse et al. 2009; Laudahn et al. 2016).

Stromrichtersysteme können also teilweise ähnliche Eigenschaften der Synchrongeneratoren übernehmen und so möglicherweise die Frequenz- und Spannungsstabilität des Verbundsystems gewährleisten. Die Eigenschaften der Synchrongeneratoren sind teils inhärent und müssen für eine Realisierung in anderen Erzeugern klar identifiziert und technologieneutral beschrieben werden.

Bereitstellung von Kurzschlussstrom

(VDE-ETG 2013, Detaildarstellung D3)

Das am häufigsten in allen Spannungsebenen verwendete Kriterium für die Kurzschlussfassung und -abschaltung ist der Strom. So fließt im Kurzschlussfall von den Erzeugungsanlagen ein Kurzschlussstrom zur Kurzschlussstelle, der in aller Regel heute erheblich größer ist als der im Normalbetrieb fließende Laststrom.

Die Bereitstellung von Kurzschlussstrom kann zu einer der Systemdienstleistungen gezählt werden. Die Höhe des Kurzschlussstroms bildet insbesondere im Verteilungsnetz die Basis für die gängigen Netzschutzkonzepte als Haupt- oder Reserve-schutz.

In Deutschland wird in Netzen der öffentlichen Energieversorgung größer 1 kV und bis 30 kV am häufigsten der sogenannte unabhängige Überstromzeitschutz (UMZ) angewendet. Der Überstromzeitschutz besitzt mehrere Einschränkungen bei der Anwendung. So muss z. B. sicher gestellt sein, dass der minimal auftretende Kurzschlussstrom deutlich größer ist, als der maximale Betriebsstrom, mit dem das zu schützende Betriebsmittel belastet werden soll. Außerdem kann in der Standardausführung die Richtung des Stromes nicht erfasst werden (ungerichteter UMZ).

Im öffentlichen Niederspannungsnetz werden in der Regel NH-Sicherungen eingesetzt. In offen betriebenen Netzen wird hierbei das Kriterium der Zeitselektivität angewendet, während in vermaschten Netzen das Stromselektivitätskriterium Anwendung findet. Beide Kriterien erfordern eine ausreichende Kurzschlussleistung, um die Anrege- und Auslösekriterien zu erfüllen.

Hausverteilungen weisen in der Übergabe eine NH-Sicherung auf, die eine Nennstromstärke von 63 A nicht überschreitet. Diese Sicherung stellt schutztechnisch die Schnittstelle zum öffentlichen Netz dar. Für die unterlagerte Verteilungen werden Leitungsschutzschalter oder auch noch NH-Sicherungen eingesetzt. Diese Schutzeinrichtungen übernehmen den Überlast- und Kurzschlussschutz im Hausnetz. Der Schutz gegen indirektes Berühren wird durch den Fehlerstromschutzschalter erzielt.

F&E-Bedarf im Verteilungsnetz besteht insbesondere durch mögliche Veränderungen in der Stromrichtung auch im Kurzschlussfall (hiervon kann ggf. auch die Funktion des Fehlerstromschutzschalters betroffen sein), der Schwächung des Kurzschlussstroms an Einbauort des Schutzgerätes durch Zwischeneinspeisungen sowie durch die begrenzten Kurzschlussstrombeiträge von DEA, die über Wechselrichter angeschlossen sind. Darüber hinaus bestehen mögliche Wechselwirkungen zwischen Fehlerdetektion und interner Stromregelung der DEA, die genauer untersucht und beschrieben werden müssen.

1.3.4 Netzintegration Offshore Windkraft

Sowohl im nationalen als auch im internationalen Umfeld sind bereits eine Vielzahl von Offshore-Windparks errichtet und in Betrieb. Die Netzanbindung umfasst hierbei einerseits die AC-Anbindung sowie andererseits die Netzkopplung mit HGÜ.

Die folgenden Abbildungen und Tabellen zeigen die sich in unterschiedlichen Realisierungszuständen befindlichen Projekte in der Nord- und Ostsee.

Tab. 1-1 Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee¹

Projektname	AWZ/SMZ*	WEA-Zahl	WEA-Leistung [MW]
ENOVA Offshore Ems-Emden	12-SMZ	1	4,5
Hooksiel	12-SMZ	1	5
Riffgat	12-SMZ	30	30 x 3,6
Meerwind Süd / Ost	AWZ	80	80 x 3,6
Alpha Ventus (ehem. Borkum West)	AWZ	12	12 x 5
BARD Offshore 1	AWZ	80	80 x 5
Global Tech I	AWZ	80	80 x 5
Nordsee Ost	AWZ	48	48 x 6,15
Amrumbank West	AWZ	80	80 x 3,6
Butendiek	AWZ	80	80 x 3,6
DanTysk	AWZ	80	80 x 3,6
Trianel Windpark Borkum	AWZ	40	40 x 5
Borkum Riffgrund 1	AWZ	78	78 x 4
SUMME Nordsee		690	2956,1
Rostock	12-SMZ	1	2,5
Baltic 1	12-SMZ	21	21 x 2,3
Baltic 2	AWZ	80	80 x 3,6
SUMME Ostsee		102	338,8

Stand: Dezember 2015

* AWZ: Ausschließliche Wirtschaftszone, SMZ: 12-Seemeilen-Zone

Der zunehmende Ersatz von konventionellen Kraftwerken durch Erzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien führt dazu, dass das Netz rotierende Massen, die zur Frequenzstützung im Störfall beitragen, sowie Kraftwerke, die Blindleistung zur Spannungshaltung zur Verfügung stellen und am Netzengpassmanagement teilhaben, verliert. Deshalb müssen On- und Offshore-WEA die Verantwortung für diese Systemdienstleistungen zukünftig übernehmen, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten (vgl. die Systemdienstleistungsverordnung der Bundesregierung (SDL-WindV 2009)).

¹ <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Offshore-Projekte/Windparks-in-Betrieb/windparks-in-betrieb.html#doc154398bodyText1>

Heutige WEA an Land erbringen bereits Systemdienstleistungen, indem sie z. B. ihre Einspeiseleistung bei zu hoher Netzfrequenz automatisch reduzieren. Außerdem kann der Blindleistungsanteil je nach Bedarf der Netzsituation in weiten Bereichen eingestellt werden. Moderne WEA sind zudem mit Schutzmechanismen gegen kurzfristige Störungen durch Netzfehler ausgestattet, die es ihnen erlauben, im Falle einer Netzstörung für gewisse Zeit weiter Leistung einzuspeisen, systemstützend zu wirken und den Fehler zu durchfahren ohne selbst in unerlaubte Betriebszustände zu geraten.

Während AC-angeschlossene On- bzw. Offshore-Windparks durch ihre Anschluss-topologie selbst eine Spannungs- und Frequenzmessung durchführen und entsprechend auf Netzfehler reagieren können, hat ein Windpark, der über eine HGÜ an das AC-Verbundnetz angeschlossen ist, keinerlei Möglichkeiten, eigenständig Netzfehler im Verbundnetz zu erkennen. Auf Spannungsprobleme kann von den onshore-seitigen HGÜ-Stationen durch Regelung ihrer Blindleistungsfahrweise reagiert werden. Für eine Reaktion auf Frequenzprobleme des AC-Netzes bedarf es aber einer Kommunikation oder Steuerung der HGÜ-Umrichter, um seeseitig einer Wirkleistungserhöhung oder Wirkleistungsreduktion zu bewirken.

Bei dem Technologiefeld „Stromtransport und -verteilung“ handelt es sich um ein sehr großes und heterogenes Technologiefeld, welches sowohl Technologien von einzelnen Komponenten des Netzes („Netztechnik“) als auch Technologien zur effizienten Planung und dem sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems („Netzplanung und Netzbetrieb“) umfasst. In diesem Kapitel wurden wesentliche Elemente des Technologiefeldes dargestellt. Allerdings erhebt die Darstellung keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

2 Relevanz öffentlicher Förderung

2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

An der Energieversorgung sind sehr viele verschiedene Branchen beteiligt. Die Wertschöpfung der Unternehmen wird durch die Forschungsanstrengungen mitunter nur teilweise verbessert. Oft ergibt sich für die Unternehmen kurzfristig kein unmittelbarer Gewinn. Aufgrund des regulatorischen Umfelds erfolgt eine Erstattung von notwendigen Kosten auch wenn diese – unter Verwendung neuer Technologien – möglicherweise geringer ausfallen könnten. Die weitere Entwicklung und Gesamtoptimierung des Energieversorgungssystems hat den Charakter einer gesamtgesellschaftlichen Aufgabe, die entsprechend auch öffentlich gefördert werden sollte.

Insbesondere die Systemintegration, welche die Folgen der Einbindung neuer Komponenten und Technologien in das Gesamtsystem untersucht, bedarf der öffentlichen Förderung. Hohe Vorlaufzeiten ergeben sich hier auch aus der Komplexität der Themen. Im Zusammenhang mit der Sicherstellung der n-1 Sicherheit sind beispielsweise zunehmend auch dynamische Untersuchungen mit geeigneten Modellen der umrichterdominierten Verteilnetze erforderlich. Des Weiteren sollte die zunehmend dezentrale Erbringung von Systemdienstleistungen von einer kontinuierlichen Prüfung der gesetzten Anreize für die verschiedenen Marktteilnehmer begleitet werden. Hierbei sind die Rahmenbedingungen idealerweise so zu definieren, dass die Einzelnen einen Anreiz haben, zum Gesamtwohl beizutragen. Technologische Entwicklungen führen hier zu einem regelmäßigen Prüfungs- und Anpassungsbedarf mit entsprechenden, komplexitätsbedingten Vorlaufzeiten.

Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie die üblichen Lebensdauern der Betriebsmittel und Netzstrukturen von mehreren Jahrzehnten lassen eine kurzfristige und schnelle Anpassung umfangreicher Systeme nicht zu. Neue Lösungen und Technologien müssen sorgfältig entwickelt und umfangreich getestet werden, bevor ein Einsatz erfolgen kann. Neue Produkte und Technologien haben daher entsprechend große Vorlaufzeiten. Dies wird im Folgenden anhand einiger Beispiele weiter ausgeführt.

Beispiel: Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung

Wie die Erläuterungen in der Technologiebeschreibung zeigen, ist die VSC-HGÜ-Technologie ein am Markt etabliertes Betriebsmittel und für geeignete Anwendungen auch wirtschaftlich. Neben den bereits umgesetzten Systemen sind darüber hinaus weitere Systeme bereits im Bau bzw. in Planung. Auch und insbesondere im deutschen Raum betrifft dies die Netzanbindung der Offshore-Windkraft (vgl. Kapitel 1.2.6 sowie ONEP et al. 2017) sowie die Netzverstärkung zum Transport von elektrischer Energie in Nord-Süd-Richtung Deutschlands (NEP et al. 2017a).

Die Weiterentwicklung von Komponenten in Richtung höherer Spannungen (DC-Kabel, Leistungs-Halbleiter) und Ströme (Leistungs-Halbleiter) sowie die Regelung und Integration in bestehende AC-Netzstrukturen benötigen aus heutiger Sicht Weiterentwicklungsbedarf. Dieser sollte bis zum Erreichen einer systemsicherheitskritischen Übertragungsleistung entsprechender Systeme und/oder Systemverbünde weitgehend abgeschlossen sein, um die Versorgungssicherheit mit elektrischer Ener-

gie gewährleisten zu können. Eine exakte Angabe über den notwendigen Zeitraum zur Entwicklung entsprechender Netzsystemdienstleistungen und -interaktionen ist hier nur schwerlich zu treffen, bereits heute sind vielfach Diskussionen in Bezug auf eine Mindesterzeugungsleistung aus konventionellen, über Synchrongeneratoren gekoppelte Kraftwerke in Gange, die z. B. in eine Berichtstätigkeit der Bundesnetzagentur zur konventionellen Mindesterzeugung münden (EnWG 2016; Consentec 2016; FGH 2012; RWTH 2015). Vor diesem Hintergrund sind entsprechende Entwicklungen in den nächsten ca. <5-10 Jahren umzusetzen. Inwiefern umrichterbasierte Einspeisung, z. B. in Form von HGÜ-Verbindungen aus Offshore-Windenergie, synchrongeneratorbasierte Erzeugung komplett ersetzen kann, entscheidet sich auch durch die Frage der möglichen Funktionalitäten und Eigenschaften dieser Anlagen.

Weiterer Entwicklungsbedarf wird in der Entwicklung von Regelungsalgorithmen für und dem Aufbau von Multi-Terminal-HGÜ-Systemen und deren Einbindung in die Netzfürung und deren Leitsysteme gesehen. Insbesondere die Möglichkeiten zur Nutzung der Steuerbarkeit dieser Anlagen im Hinblick auf den Optimal Power flow und im Rahmen des Engpassmanagements gilt es, zu analysieren und zu entwickeln.

Tab. 2-1 Vorlaufzeiten verschiedener Entwicklungsziele im Bereich der Technologie Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)

	heute	bis 2020	bis 2030	bis 2040	bis 2050
Kommerziell einsetzbare HGÜ-Systeme	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Komponenten- / Betriebsmittelverbesserungen (höhere Spannungen und Leistungen)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Erweiterte Regelungsverfahren für Netzsystemdienstleistungen	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Umfassende Integration in AC-Netzstrukturen und hybride AC/DC-Netze sowie deren Betriebsführung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Beispiel: Dynamisierung der Übertragungskapazität

Die technische Entwicklung des Leiterseilmonitoring und die Materialentwicklung von HT-Leiterseilen sind weit fortgeschritten. Hier ist kurzfristig mit weiteren Entwicklungen zu rechnen. Mittelfristig könnte die weitere Integration in die Netzfürung und die Berücksichtigung und Nutzung dieser Techniken in den Leitsystemen insbesondere im Hinblick auf den wirtschaftlichen (verlustminimalen) Netzbetrieb ein Entwicklungsziel sein, wie z. B. die Integration in einen Optimal Power Flow Algorithmus.

Beispiel: Offshore

Wie die bereits realisierten Offshore-Projekte aufzeigen, ist die Offshore-Technologie – so auch die Netzanbindung auf See – grundsätzlich marktreif. Neben den bereits umgesetzten Systemen sind weitere Systeme bereits im Bau bzw. in Planung. Auch und insbesondere im deutschen Raum betrifft dies insbesondere die Netzanbindung der Offshore-Windkraft (vgl. ONEP et al. 2017).

Im zweiten Entwurf des ONEP 2025 werden als Zeiträume von Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme fünf Jahre für die Nordsee und 3,5 Jahre für die Ostsee vorgesehen, wobei von einem Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierungsphase der DC-Anbindungssysteme in der Nordsee und 42 Monaten für die Realisierungsphase der AC-Anbindungssysteme in der Ostsee ausgegangen wird.

Der Aufbau von vermaschten Gleichstromnetzstrukturen in der Nord- und der Ostsee aber ggf. auch zukünftig Onshore als Overlay-Netz zum bestehenden Übertragungsnetz und die Verknüpfung der Drehstrom- und Gleichstromtechnik über eine gemeinsame wirtschaftliche Betriebsführung zur Erfüllung der Anforderungen des Strommarkts und der Netzregulierung stellen noch heute ungelöste Fragestellungen dar, deren Beantwortung in den nächsten 10 Jahren angegangen werden sollte.

Die Untersuchung der alternativen Netzanschlusstechnik der Offshore-Windparks über Gasisolierte Leitungen (GIL) könnte ebenfalls neue Impulse zum Aufbau von Offshore-Netzstrukturen liefern. Dabei ist die GIL-Technik weitgehend ausgereift. Entwicklungspotenzial liegen in der Legetechnik und dabei insbesondere in der Verschweißung der Rohrleiter sowie in der Tunneltechnik.

Die Weiterentwicklung der Netzanschlussregeln für Offshore-Windparks und auch die Analyse der Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Offshore-Windparks stellen sicherlich kurzfristige Aufgaben und Fragestellungen dar, die zum Teil bereits heute schon angegangen werden.

Die Energiespeicherung von Offshore-Windenergie in entsprechenden Offshore-Energiespeichern, z. B. auf Basis der Wasserstofftechnologie, und die Vermarktung dieser Energie auf dem europäischen Strommarkt sowie Fragen zur Wirtschaftlichkeit sind eng mit der Weiterentwicklung der Speichertechnologien verknüpft. Hier sind sicherlich langfristige Zeiträume zu berücksichtigen.

2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Die schon erwähnten großen Lebensdauern der Betriebsmittel und Netzstrukturen macht eine langfristige, vorrausschauende Planung erforderlich. Hier bestehen Risiken in der weiteren Entwicklung der wirtschaftlichen aber auch der regulatorischen Rahmenbedingungen, da diese langfristig schwer vorhersehbar sind. Das Technologiefeld Stromtransport- und Verteilung zeichnet sich durch die große Heterogenität der Technologien ab. Die Bewertung der Forschungs- und Entwicklungsrisiken können daher nur beispielhaft erfolgen. Die Frage nach der Relevanz einzelner Technologien wird sich erst im Rahmen der weiteren Entwicklung des Energiesystems herausstellen. Dennoch ist es im öffentlichen Interesse die Machbarkeit verschiedener technischer Optionen zu untersuchen.

Beispiel: Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)

Aus anlagentechnischer Sicht ergeben sich Forschungs- und Entwicklungsrisiken in überschaubarem Umfang. Die HGÜ-Technologie ist grundsätzlich wirtschaftlich realisierbar. Ebenso sind keine gesteigerten technisch bedingten Ausfallraten im Betrieb befindlicher Systeme bekannt. Für den großflächigen Einsatz in Netzen mit einer ho-

hen Durchdringung von HGÜ-Anlagen und AC-/DC-Hybridnetzen liegen die größten Herausforderungen in einer integrierten, gemeinsamen Regelung und Betriebsführung klassischer AC-Netzstrukturen und HGÜ-Punkt-zu-Punkt- sowie insbesondere von Multi-Terminal-HGÜ-Systemen. Hemmnisse für die Integration sind aus technischer Sicht insbesondere die erforderliche Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie die üblichen Lebensdauern der Betriebsmittel und Netzstrukturen von mehreren Jahrzehnten, die eine kurzfristige und schnelle Anpassung umfangreicher Systeme nicht zulassen. Die Forschungs- und Entwicklungsrisiken aus systemtechnischer Sicht erweisen sich daher als relativ hoch.

Aus wirtschaftlicher Sicht ergeben sich bei der Umsetzung einzelner Projekte trotz der sehr hohen Kosten und relativ langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von teilweise mehreren Jahren überschaubare Risiken für die entsprechenden Marktteilnehmer, da die Technologie bereits seit Jahren erfolgreich kommerziell angewendet wird (ABB 2016; Siemens 2012). Umfassende Anpassungen im Energiesystem zur flächendeckenden Integration von HGÜ-Systemen geschweige denn der Aufbau eines integrierten AC-/DC-Hybridnetzes ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten von einzelnen Marktteilnehmern jedoch nicht zu realisieren, sondern hat in koordinierter Form auf der Ebene von nationalen und internationalen Regulierungsbehörden und Institutionen zu erfolgen.

Rohstoffseitig ergeben sich gegenüber klassischen Energieübertragungstechnologien, wie z. B. AC-Freileitungs- oder Kabelsystemen keine gesteigerten Risiken. Die Nutzung seltener Erden und Halbleitermaterialien für die Realisierung der Halbleiterschalter in den Umrichterstationen der HGÜ unterliegt den in der gesamten Halbleiter-Branche zugrundeliegenden Risiken der Rohstoffgewinnung und -verfügbarkeit am Markt.

3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

Wie in der Beschreibung des Technologiefeldes bereits ausgeführt, handelt es sich bei dem Technologiefeld „Stromtransport und -verteilung“ um ein sehr großes, heterogenes Technologiefeld, welches sowohl Technologien von einzelnen Komponenten des Netzes („Netztechnik“) als auch Technologien zur effizienten Planung und dem sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems umfasst. Eine detaillierte Bewertung aller relevanten Teile des Technologiefeldes ist daher im Rahmen dieses Berichts nicht möglich.

3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Aufgrund der zunehmenden Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien gibt es ein großes Marktpotenzial sowohl für Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität als auch für Technologien für einen sicheren Netzbetrieb. Dies gilt sowohl für Deutschland als auch international: In sehr vielen Ländern der Welt ist die zukünftige intensive Nutzung Erneuerbarer Energien ein wichtiges Thema.

Beispiel: Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung

International besteht ein sehr großes Marktpotenzial, insbesondere in Flächenländern wie z. B. China, wo im mittelfristigen Zeitbereich (spätestens bis 2030) HGÜ-Verbindungen zwischen Erzeugungsschwerpunkten im Westen und Norden des Landes an die Verbrauchszentren im Osten und Südosten in großen Mengen, über große Entfernungen und mit großen Übertragungsleistungen gebaut werden sollen. Inwiefern der Marktzugang insbesondere im chinesischen Markt für deutsche Unternehmen auch langfristig gegeben ist, lässt sich im Rahmen dieser Studie allerdings nicht beurteilen.

Allerdings ergeben sich auch in anderen Gebieten der Welt durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien Verschiebungen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten, die einen langfristigen Bedarf an technischen Lösungen und somit entsprechende Märkte hervorrufen.

Im nationalen Umfeld ergibt sich vor dem Hintergrund der mittelfristigen Energiesystemplanung in Form von Offshore- und Onshore-Netzentwicklungsplänen (NEP et al. 2017a; ONEP et al. 2017) ein relativ sicheres und gut abzuschätzendes Marktpotenzial. Die entsprechenden Mechanismen der Netzplanung, die allerdings einen Zeitbereich abdecken, der den Betrachtungszeitraum dieser Studie noch deutlich unterschreitet, ergibt sich ein konkreter Bedarf an entsprechenden Trassen und Ausbauplänen, die den entsprechenden Marktteilnehmern zur Verfügung stehen.

Wie sich der Bedarf über die im Rahmen der jeweiligen Verfahren ergebenden Werte, insbesondere für längerfristige Betrachtungszeiträume entwickelt, wird wesentlich von den regulatorischen Rahmenbedingungen zur weiteren Ausgestaltung des Energiesystems der Zukunft abhängen.

Tab. 3-1 Nationales Marktpotenzial im Bereich der Technologie Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ) anhand installierter Leistungen von Offshore-Windenergie und geplanten HGÜ-Trassen gemäß aktuellen Netzentwicklungsplänen

Technologie	Einheit	kurzfristig		bis 2030		bis 2050	
		onshore	offshore	onshore	offshore	onshore	offshore
LCC-HGÜ	GW	~0	~0	~0	~0	~0	~0
VSC-HGÜ	GW	(>2)	(>3)	8	14-15	>16	>19

Quelle: NEP (2017a), NEP (2017b), ONEP et al. (2017)

3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Ziele der Klimapolitik sind vor allem die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes in die Atmosphäre. Bezogen auf die elektrische Energieversorgung bedeutet dies vor allem eine Umstellung auf eine CO₂-arme Elektrizitätserzeugung. Die Stromnetze sollten den stetig wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien weiterhin ermöglichen und die Energieeffizienz verbessern.

Der Einsatz von neuen Netztechnologien in Verbindung mit einem innovativen Netzbetrieb ist für eine vermehrte Integration von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und damit für das Erreichen der Klimaziele notwendig. Die weitere Erhöhung der Anteile von Wind- und PV-Generatoren bei gleichzeitigem Erhalt der Versorgungssicherheit ist nur effizient möglich, wenn auf der Basis weitere Forschungsanstrengungen das elektrische Gesamtsystem hierfür ertüchtigt wird. Wesentliche Herausforderungen bestehen in der Integration der fluktuierenden Einspeisung durch Wind- und Solarenergie durch geeignete Netztechnologien, der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der leistungselektronischen Wandler und Betriebsmittel.

Ein weiterer Aspekt bei der Fortentwicklung der Netztechnologien ist die Verringerung der Übertragungsverluste. Übertragungs- und Verteilungsnetze werden in Deutschland mit sehr geringen elektrischen Verlusten betrieben. Vom Kraftwerk über alle Netzebenen betrugen die Netzverluste im Jahr 2011 4,2 % der entnommenen elektrischen Energie (ermittelt auf Grundlage von BNetzA, Monitoringbericht 2012). Bei einem stark steigenden Anteil von Energietransport aus Erneuerbaren Energien könnten die Netzverluste möglicherweise etwas ansteigen. Es ist aber zu bedenken, dass dieser Anstieg nicht mit einem Anstieg an klimawirksamen Gasen verbunden ist, da die Elektrizitätserzeugung überwiegend aus Erneuerbaren Energien erfolgen wird. Vielmehr sind die Stromnetze als Technologie zu sehen, die eine Stromerzeugung mit einem großen Anteil von Erneuerbaren Energien ermöglichen.

Als letztes Beispiel soll hier der Einsatz von HGÜ-Technologien genannt werden. Diese erlaubt den Transport großer Energiemengen über weite Entfernungen mit im Vergleich zur klassischen Übertragung im Wechselstromnetz geringeren Energieverlusten. Damit wird der Energietransport nicht nur verlustärmer, sondern vor allem auch wirtschaftlicher.

3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Im elektrischen Netz werden zunehmend neue Werkzeuge für Planung und Betrieb eingesetzt, welche so zur Energie- und Ressourceneffizienz beitragen. Insofern ist auch die Forschung zur Weiterentwicklung dieser Werkzeuge, insbesondere bei steigender Komplexität des Energiesystems (einschließlich der Sektorkopplung), wichtig, um das System energie- und ressourceneffizient weiterzuentwickeln.

Wie im vorangegangenen Abschnitt ausgeführt, zeichnet sich die elektrische Energieversorgung in Deutschland durch geringe Verluste aus. Um die Verluste im System weiter zu verringern, könnten z. B. dickere Kabel verwendet werden. Dies erfordert aber auch mehr Material. Auch der HGÜ-Technologie kann ein Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz indirekt zugeschrieben werden, da sie durch die geringeren Verluste bei der Leistungsübertragung und die durch sie möglichen höheren Integrationsraten von erneuerbaren Erzeugungsanlagen eine Verringerung des Primärenergieeinsatzes gewährleistet. Andere Möglichkeiten bestehen z. B. mit dem Einsatz von Transformatoren (oder auch anderen Betriebsmitteln), mit möglichst geringen Leerlaufverlusten.

Konkrete, quantitative Betrachtungen und Aussagen zur Energie- und Ressourceneffizienz der elektrischen Netze können nur durch eine umfassende Betrachtung einzelner Szenarien in einer Gesamtsystemanalyse getätigt werden.

3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Elektrische Netze erlauben es die Erzeugung elektrischer Energie und den Verbrauch räumlich voneinander zu entkoppeln. Gerade Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien profitiert hiervon, da oft sonnen- oder windreiche Standorte nicht in der Nähe von Verbrauchszentren gelegen sind. Zudem kann durch die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen eine Vergleichmäßigung in der Summenerzeugung erreicht werden. Forschungsanstrengungen im Bereich der elektrischen Netze sollten immer auch unter Kosteneffizienzaspekten durchgeführt werden. Das Potenzial der Kostenersparnis durch sogenannte Smart-Grid-Lösungen ist sehr groß, weil die Aufnahmefähigkeit der Netze für Erneuerbare Energien durch intelligente Maßnahmen mit relativ niedrigem Aufwand signifikant erhöht werden kann. Kosten, die mit dem weiteren Ausbau der Netze verbunden sind, sollten systematisch mit Alternativen verglichen werden (z. B. lokale Erzeugung, Einsatz von Speichern vor Ort).

Aber auch zwischen verschiedenen Netztechniken können Kostenvergleiche angestellt werden. So besitzt beispielsweise die HGÜ-Technologie für den Transport großer Leistungen über weite Entfernungen in erster Linie Vorteile hinsichtlich der Verluste sowie der einfacheren technischen Umsetzung entlang der Leitung aufgrund wegfallender Randbedingungen, die in einem AC-System auftreten würden (Stichwort Blindleistung/Kompensation). Bei der HGÜ-Technologie treten nur ohmsche Verluste auf, Verluste durch zusätzliche Blindleistungen und entsprechende Kompensationsanlagen entfallen, was einen (Verlust-) Kostenvorteil bedeutet. Dahingegen sind Kosten für die Umrichter-Stationen und deren Wartung zu berücksichtigen, die mit 0,5 % der Gesamtkosten der Konverterstation abgeschätzt werden können (Ullrich 2015).

Allgemein ist bei Untersuchungen zur Kosteneffizienz auf eine gesamtwirtschaftliche und ganzheitliche Herangehensweise zu achten. Die Auswirkungen auf Netzentgelte und Umlagen sollte regelmäßig mit berücksichtigt werden. Gerade die Berechnung von Kosteneffizienz aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sowie die Ableitung angepasster Rahmenbedingungen für Marktteilnehmer bedarf einerseits zwingend der öffentlichen Förderung und bietet andererseits nennenswerte Potenziale.

3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Es kann generell von einem hohen Wertschöpfungspotenzial basierend auf der inländischen hohen Qualifikation ausgegangen werden. Neben international führenden Anbietern von Betriebsmitteln, Schutztechnik, IKT und Systemtechnik wie z. B. Siemens, sind auch Bauelementehersteller, z. B. im Bereich der Halbleiterindustrie (u. a. Infineon), in Deutschland angesiedelt. Weiterhin gibt es viele KMUs und Industrieunternehmen, die sich auf die Herstellung von speziellen Anlagenkomponenten (z. B. Kompensationsanlagen, Schaltanlagen) spezialisiert haben (z. B. FTCap, HTT-Transformatoren, Maschinenfabrik Rheinhausen, u.v.m.).

Falls durch weitere intensive Forschungsanstrengungen der internationale wettbewerbliche Stand von Unternehmen in Deutschland gehalten oder sogar ausgebaut werden kann, besteht ein erhebliches Wertschöpfungspotenzial neuer Netztechnologien für den Export.

3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Der Stand und die Trends von F&E auch im internationalen Vergleich wurde bereits im Kapitel 1 beschrieben. Durch den im internationalen Vergleich relativ großen Anteil an Windenergie und Solarenergie im elektrischen Versorgungssystem konnten in Deutschland bereits viele Erfahrungen mit der Integration großer Anteile von EE-Anlagen in die Energieversorgung und die Netze gemacht werden. Dies hat die Technologie sowie die F&E im internationalen Vergleich in vielen Bereichen in führende Positionen gebracht. Daher wird in vielen anderen Ländern die Erfahrung und Produkte aus Deutschland nachgefragt. Allerdings lassen sich nicht alle Erkenntnisse direkt auf andere Regionen übertragen. Dies hat teils technische, teils aber auch nicht-technische, z. B. regulatorische, Gründe.

3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Naturgemäß ist die Infrastruktur für Stromtransport und -verteilung überwiegend im öffentlichen Raum installiert und deren Ausbau von der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängig. Die zukünftige Forschung sollte deshalb auch Lösungen suchen, die gesellschaftlich akzeptiert werden können. Verteilungsnetze sind in Deutschland – zumindest in den unteren Spannungsebenen 400 V sowie 10/20/30 kV – überwiegend als Kabelnetze ausgeführt und nur in den Ortsnetzstationen und Umspannwerken sichtbar. Auch in der 110 kV-Ebene werden inzwischen viele Verbindungen als Kabel ausgeführt. Im Übertragungsnetz überwiegen jedoch noch Freileitungen.

Der verzögerte Netzausbau sowie lange Planungs- und Genehmigungsverfahren sind vielerorts neben diversen weiteren Gründen auch auf Widerstände aus der Bevölkerung bzw. Interessenvereinigungen zurück zu führen. Insbesondere neue Stromtrassen und leistungsfähige Verbindungen in der Nord-Süd-Achse werden skeptisch be-

trachtet, was dazu geführt hat, dass eine zumindest teilweise Erdverkabelung für die Umsetzung dieser Trassen angestrebt wird. Zukünftige Forschung könnte helfen belastbarer darzustellen, inwiefern ein weiterer dezentraler Ausbau und der Einsatz sogenannter Smart-Grid-Technologien den weiteren Ausbau von Übertragungsstrecken minimieren könnten.

Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) wurde auch politisch eine Grundlage für einen umweltverträglichen, transparenten, rechtssicheren und effizienten Ausbau des Übertragungsnetzes geschaffen, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. Dies könnte sich insbesondere auf weitere HGÜ-Nord-Süd-Verbindungen und die Bedingungen unter denen diese realisiert werden sollen, auswirken (Ullrich 2015).

Studien zufolge zählen Offshore-Windanlagen zu den beliebtesten erneuerbaren Technologien, was mit Sicherheit auch darauf beruht, dass die Windparks außer Sichtweite der Küste errichtet werden und somit zu einer bevorzugten, komplett „unsichtbaren“ Energieversorgung beitragen (WindkraftJournal 2012).

Die in der Deutschen Bucht geplanten oder in Bau befindlichen Offshore-Windparks befinden sich zwar außerhalb des Nationalparks „Wattenmeer“, jedoch laufen die Kabeltrassen, die den Windstrom ans Festland bringen, durch das Schutzgebiet. Durch spezielle Verlegeverfahren, die naturschutzfachlich begleitet werden, wird der Eingriff in das Ökosystem minimiert.

Überlegungen des Bundesamtes für Naturschutz gehen u. a. in die Richtung die Durchführung von lärmintensiven Bauarbeiten, wie das Rammen der Fundamente, in besonders wichtigen Fortpflanzungsgebieten für Schweinswale in Zeiten außerhalb der sensiblen Paarungs- und Kalbungszeiten (Mai bis September) zu verlegen. In diesen Zeitraum fällt jedoch die Hauptbauphase für Offshore-Anlagen, da hier der Wellengang verhältnismäßig gering ist und somit die besten Wetterverhältnisse für ein solches Bauvorhaben herrschen.

Der Umgang mit ökologischen Aspekten beeinflusst die gesellschaftliche Akzeptanz.

3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Typische Lebensdauern von Betriebsmitteln im Energieversorgungssystem liegen in Bereich von mehreren Jahrzehnten. Die Systemstruktur selbst entwickelt sich zwar stetig weiter, vorhandene Betriebsmittel werden jedoch aufgrund der hohen Investitionskosten zumindest in der Breite nicht vor Ende ihrer Lebensdauer ausgetauscht, weshalb grundlegende Änderungen in Energieversorgungssystemen noch darüber hinaus gehende Zeiträume beanspruchen.

Beispielsweise verlangen HGÜ-Systeme lange Planungszeiten und besitzen eine hohe Pfadabhängigkeit, insbesondere wenn man über die Betrachtung von einzelnen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen hinaus vermaschte Systeme oder gar integrierte AC/DC-Hybridsysteme und DC-Overlay-Netze betrachtet.

Ebenso erfordert die mit der Offshore-Windenergienutzung einhergehende Netzanbindung, die zumeist als HGÜ-Verbindung ausgelegt (werden) wird, eine koordinierte und vorausschauende, langfristige Planung, welche die Integration jedes einzelnen

Offshore-Windparks bzw. vieler der Parks in ein Offshore-Höchstspannungsnetz berücksichtigt (auf eine HGÜ-Station zusammengeführte Offshore-Windparks / Multi-Terminal-HGÜ). Daher besitzt die Netzanbindung, ebenso wie die Errichtung von Offshore-Windparks selbst, eine hohe Pfadabhängigkeit.

Im Bereich der Verteilungsnetze ist vor allem der quantitative Umfang der Installationen sowie die Integration in bauliche Gegebenheiten zu nennen, welche eine langfristige Planung erfordert und schnelle Anpassungen an sich ändernde Bedingungen in der Regel ausschließt.

3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Orte der Kraftwerke und allgemein der Energieerzeugung und des Verbrauchs stellen wesentliche Randbedingungen für die Installation und den Installationsort von Übertragungsnetzen und Verteilungsnetzen dar. Übertragungs- und Verteilungsnetze sind in jeder Phase der Entwicklung, Planung und Realisierung unter den Randbedingungen vorhandener Infrastrukturen, unter Berücksichtigung der derzeitigen und zukünftig geplanten Flächennutzung sowie geo- und topografischen Eigenschaften des Versorgungsgebiets umzusetzen.

Das Energieversorgungssystem und damit die Technologie „Stromtransport und -verteilung“ ist selbst ein Teil der Versorgungsinfrastruktur. Der Betrieb des Energieversorgungssystems erfordert funktionierende Kommunikationsinfrastrukturen, Straßen bzw. Wege zum Erreichen der Betriebsmittel, im Schwarzstartfall auch eigene lokale Erzeugungsanlagen und Inselstromversorgungen. Um die Abhängigkeit von weiteren Infrastrukturen zu verringern und die Resilienz des Systems zu erhöhen, werden vielfach dezidierte Kommunikations- und Energieversorgungsstrukturen durch die Netzbetreiber aufgebaut, die allein zum Betrieb des Netzes verwendet werden und nicht von anderen Infrastrukturen abhängig sind.

3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Systemkompatibilität ist bei der Entwicklung neuer Technologien im Technologiefeld „Stromtransport und -verteilung“ ein sehr wesentliches Kriterium, weil das elektrische System auf Basis der Forschungs- und Entwicklungsergebnisse im Betrieb modifiziert wird. Neue Komponenten und Technologien müssen sich in das bestehende System einfügen lassen und parallel zu bestehender Technik arbeiten können. Gerade dieser Transformationsprozess ist eine besondere unvermeidbare Herausforderung.

Ein wichtiger Aspekt ist die Einführung neuer Technologien und Netzstrukturen, wie sie derzeit im Bereich der HGÜ-Systeme stattfindet. In den einführenden Abschnitten wurde bereits auf die Besonderheiten bei der Integration von HGÜ-Systemen unterschiedlichster Ausprägungsform (Punkt-zu-Punkt, Multi-Terminal, AC-/DC-Hybridnetz, DC-Overlay) eingegangen. HGÜ-Systeme als Ganzes können nicht ohne eine technische Rückwirkungsanalyse auf das bestehende Energieversorgungssystem eingebracht und integriert werden. Insbesondere bei steigenden Durchdringungsraten und beim Übergang in kombinierte weiträumige Systeme ist die vorhandene Infrastruktur zu berücksichtigen.

Grundsätzlich ist die Kompatibilität zum bestehenden System gegeben. Jedoch kann sich durch die Erweiterung um HGÜ-Systeme jedweder Art ein umfassender Eingriff in das bestehende System ergeben. Eine technische Bewertung des kombinierten Systems wird notwendig sein um notwendige Maßnahmen z. B. in Bezug auf die Regelung und Betriebsführung beider (AC- und DC-) Systeme abzuleiten.

Auf der Komponentenebene besteht die besondere Herausforderung darin Normen, Standards und Netzanschlussrichtlinien so zu entwickeln, dass ein systemdienliches Verhalten der angeschlossenen Generatoren, Speicher und Lasten erreicht wird. Hierfür sind auch zukünftig Forschungsanstrengungen bezüglich der Erbringung von Systemdienstleistungen sowie der Steuerbarkeit und Beobachtbarkeit notwendig. Eine besondere Rolle spielen hierbei leistungselektronische Komponenten und deren regelungstechnisches Verhalten im Gesamtsystem.

4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Das elektrische Verbundsystem befindet sich im Umbau, der vor allem durch das Ziel einer CO₂-armen Versorgung durch den massiven Einsatz Erneuerbarer Energien getrieben wird. Dies erfordert zum einen Technologien, die kostengünstig große Leistungen transportieren und verteilen können. Zum anderen sind Technologien notwendig, die einen sicheren, zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb bei einer veränderten Struktur der Erzeugungsanlagen und sich zukünftig auch veränderten Verbraucherstruktur und Verbrauchercharakteristik ermöglichen.

In diesem Zusammenhang ist es besonders wichtig, dass das elektrische Netz nicht alleine betrachtet wird, sondern dass das ganze elektrische Energieversorgungssystem betrachtet werden muss („Vom Netz zum System“). Insbesondere bei der Betrachtung langfristiger Konzepte und Szenarien darf darüber hinaus die Kopplung mit anderen Technologien und Teilen der Infrastruktur (Stichwort „Power-to-X“) nicht vernachlässigt werden.

Das elektrische Netz ist eine Infrastruktur, die von sehr großer Bedeutung für Industriestaaten wie Deutschland ist. Damit verbunden sind Anlagen von großem Wert und langer Lebensdauer. Bedingt z. B. durch die Nutzung von öffentlichen Flächen sind Änderungen an der Infrastruktur immer mit Planungsprozessen verbunden, die oft viele Jahre dauern. Eine Weiterentwicklung des Systems muss langfristig vorausschauend erfolgen, um Investitionssicherheit zu geben sowie um teure Nacharbeiten oder Umrüstungen von Anlagen zu vermeiden. Diese langfristige vorrausschauende Planung erfordert entsprechende Forschung im jeweiligen Gebiet. Diese kann oft von den Unternehmen alleine nicht geleistet werden. Viele wichtige Forschungsthemen betreffen Systemaspekte und Aspekte des Gesamtsystems, welche die Wertschöpfung einzelner Unternehmen nur teilweise betreffen, jedoch Potenzial für großen gesamtwirtschaftlichen Nutzen bieten bzw. von hoher gesellschaftlicher Relevanz sind. Eine Förderung von Forschung und Entwicklung durch die öffentliche Hand ist daher empfehlenswert und notwendig.

Die in Kapitel 1 erwähnten Haupttrends sollten auch durch öffentliche Förderung begleitet werden:

- Weiterer Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien deutlich über der regionalen bzw. deutschen Spitzenlast.
- Rückgang der Erzeugung aus rotierenden Generatoren zu Gunsten der Stromerzeugung aus Stromrichtern (Stromrichter-dominierte Systeme).
- Überwiegende Erzeugung in den Verteilungsnetzen (Trend Dezentralisierung) sowie in Offshore-Windparks. Das Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz und Verteilungsnetz wird immer wichtiger.
- Zunehmende Kommunikation und Automatisierung auf Verteilungsnetzebene (Trend Digitalisierung).
- Leistungsübertragung über große Entfernungen (Nord-Süd, Offshore) nimmt zu.
- Anschluss punktuell großer Leistungen durch HGÜ-Kopfstationen
- Erneuerbare Energie Anlagen gehen aus der EEG Bindung heraus und werden direkt vermarktet.
- Zunehmende Elektrifizierung für Mobilität und Wärmebereitstellung (Sektor-Kopplung).

Zusätzlich sollten die Rahmenbedingungen und Anreize für gesamtwirtschaftlich wünschenswertes Verhalten der Marktteilnehmer weiter erforscht und entwickelt werden.

Im Folgenden werden die Hauptpunkte genannt, in denen Forschung und Entwicklung mit Unterstützung durch die öffentliche Hand aus heutiger Sicht besonders empfehlenswert erscheint und in denen die erwarteten Forschungsergebnisse zur Lösung der mit den Haupttrends auftretenden Probleme beitragen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass sich die F&E-Bedürfnisse nicht nur aus den Bedürfnissen der nationalen Energieversorgung ableiten. Vielmehr ist auch bei den Themen und den angestrebten Lösungen darauf zu achten, dass diese ggf. auch international anwendbar sind.

Aufgrund der Breite des Technologiefeldes und der teilweise noch unbekannten Lösungsoptionen ist es in diesem Technologiefeld empfehlenswert nicht nur einzelne förderfähige Technologien und konkrete Lösungswege zu beschreiben, als vielmehr die Ziele zu benennen, die durch die geförderten Forschungsaktivitäten erreicht werden sollen. Folgende Ziele sollten aus öffentlicher Sicht förderfähig sein: Beiträge zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Erneuerbarer Energie, effiziente Planung und effizienter und sicherer Betrieb des Systems sowie Erschließung der Potenziale durch die Sektorkopplung.

4.1 Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität

Bedarf für öffentlich geförderte Forschungs- und Entwicklung besteht u. a. für die folgenden Themen:

4.1.1 Weiterentwicklung und Flexibilisierung bestehender Betriebsmittel

Im Rahmen der Flexibilisierung spielen die Entwicklung neuer Materialien mit verbesserten thermischen Eigenschaften und der Einbezug von Wetterprognosen für diesen Anwendungszweck eine wichtige Rolle. Weiterhin ist eine Verbesserung der Systemeigenschaften (Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen, z. B. Kombinationen von Hochtemperaturseilen und Freileitungsmonitoring) notwendig. Auch im Bereich der Freileitungssysteme besteht weiterhin Entwicklungsbedarf zur Entwicklung möglichst kompakter, kosteneffizienter und umweltverträglicher Systeme.

4.1.2 Neue Betriebsmittel

Neue Betriebsmittel, wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT), flexible AC-Übertragungssysteme (FACTS), weitere Netzbetriebsmittel unter Verwendung von Leistungselektronik: Hier besteht Entwicklungsbedarf vor allem in der Verbesserung der Systemeigenschaften (Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen) sowie einer technischen Weiterentwicklung auf Komponenten- und Anlagenebene.

4.1.3 Einsatz neuer Materialien

Der Einsatz neuer Materialien für Komponenten der Netztechnik muss weiter erforscht und entwickelt werden. Dies betrifft u. a. den Einsatz neuer Leitermaterialien für Freileitungen oder den Einsatz neuer Halbleitermaterialien für Netzkomponen-

ten, die Leistungselektronik verwenden (z. B. Siliziumkarbid (SiC)). Eine weiter vielversprechende Technologie ist die Supraleitertechnologie, deren Anwendung in Übertragungsnetzen (Erdverkabelung kurzer Strecken), in Hochspannungsnetzen sowie im Netzschutz (Kurzschlussstrombegrenzung für Hoch- und Mittelspannung) weiter entwickelt werden sollte.

4.1.4 Systeme und Komponenten des Netzschutzes

Bedarf besteht in der Weiterentwicklung von Komponenten und Systemen des Netzschutzes. Beispiele hierfür sind supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer für Hochspannung und Mittelspannung, kostengünstige, flexible Schutztechnik für Ortsnetze und Gebäudetechnik, Methoden zur Anpassung der Netzschutzkoordinierung bei dezentraler Erzeugung, Robustheit gegenüber nichtsinusförmiger Stromeinspeisung sowie der Netzschutz in Netzen mit geringer Netzkurzschlussleistung (schwache Netze). Es besteht F&E-Bedarf im Verteilungsnetz insbesondere durch mögliche Veränderungen in der Stromrichtung auch im Kurzschlussfall (hiervon kann ggf. auch die Funktion des Fehlerstromschutzschalters betroffen sein), der Schwächung des Kurzschlussstroms am Einbauort des Schutzgerätes durch Zwischeneinspeisungen sowie durch die begrenzten Kurzschlussstrombeiträge von DEA, die über Wechselrichter angeschlossen sind. Darüber hinaus bestehen mögliche Wechselwirkungen zwischen Fehlerdetektion und interner Stromregelung der DEA, die genauer untersucht und beschrieben werden müssen.

4.1.5 Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik

Gleichstromnetze

DC-Netze und DC-Übertragungstechnologien sollten weiter erforscht und entwickelt werden, insbesondere vor dem Hintergrund, dass viele Endverbraucher direkt mit Gleichspannung betrieben werden können.

Übertragungstechnologien für sehr große Leistungen

Aufgrund des starken Bedarfs von Übertragungstechnologien für sehr große Leistungen über große Entfernungen sollten die entsprechenden Technologien (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)) weiter erforscht und entwickelt werden.

4.1.6 Technologien für die Offshoreanbindung von Windkraftanlagen

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Verbesserung von Komponenten und Betriebsmitteln für den Offshore-Bereich und der Verbesserung von Wartungskonzepten der Offshore Anlagen zur Kostenreduktion.

4.1.7 Technologien zur Netzkopplung von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern und zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der zunehmende Ersatz von konventionellen Kraftwerken durch Erneuerbare Energieerzeuger führt dazu, dass Systemdienstleistungen, wie Frequenzstützung im Stör-

fall, durch EE-Anlagen oder Speicher übernommen werden müssen. Es müssen für diese Anlagen geeignete Technologien zur Netzkopplung (insbesondere Leistungselektronik), Regelungstechniken und Betriebsführungsstrategien entwickelt werden, damit diese Aufgaben übernommen werden können. Ziele sind hier unter anderem die Entwicklung von Techniken, die eine Reduzierung bzw. Vermeidung der konventionellen „Must-Run-Unit“-Leistung ermöglichen.

4.2 Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb

Bedarf für öffentlich geförderte Forschungs- und Entwicklung besteht u. a. für die in den folgenden Abschnitten ausgeführten Themen:

4.2.1 Prinzipien und Methoden der Netzplanung

Integration neuer Netzbetriebsmittel und –verfahren in die Netzplanung

F&E-Bedarf besteht u. a. aufgrund der veränderten Möglichkeiten bei neuen Netzbetriebsmitteln und der Einbeziehung von Erzeugern und Verbraucheranlagen in den Netzbetrieb sowie neuer Planungsansätze. Aber derzeit sind die Freiheitsgrade der Netzplanung aufgrund der bestehenden Netzausbauverpflichtung stark beschnitten. Im Rahmen vom Forschungsvorhaben kann losgelöst von diesen Rahmenbedingungen das theoretisch mögliche Potenzial zur Senkung von Netzausbaukosten ermittelt werden.

Zusammenspiel Übertragungsnetz / Verteilungsnetz

Um zukünftig Systemdienstleistungen aus dem Verteilungsnetz an das Übertragungsnetz erbringen zu können und kostenoptimiert Netzausbau zu reduzieren, ist eine spannungsebenen-übergreifende Netzplanung erforderlich. Ebenso birgt die Intensivierung der Abstimmung zwischen Netzbetreibern in diesem Zusammenhang Effizienzpotenziale („netzbetreiberübergreifende Netzplanung“), die im Rahmen von Forschungsvorhaben näher quantifiziert werden müssten.

Sicherstellung der Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit

F&E-Bedarf besteht u. a. in der weiteren Entwicklung von Methoden und ggf. Geräten zur Erfassung, Beurteilung und Sicherstellung der Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen.

Aspekte der Sektorkopplung

Die Kopplung des Stromsektors mit anderen Sektoren (Verkehr, Wärme) ergibt neue Möglichkeiten bezüglich der Nutzung und des Bedarfs der Netzkapazität sowie für die Ausgestaltung des Netzbetriebs. F&E-Bedarf besteht u. a. in der Entwicklung von geeigneten Planungswerkzeugen, Werkzeugen zur Beurteilung der Netzstabilität und Werkzeuge für den Netzbetrieb, welche die Aspekte der Sektorkopplung berücksichtigen.

Betriebssicherheit von kritischen Infrastrukturen der elektrischen Energieversorgung

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Erforschung von Konzepten, Verfahren und Technologien zur Erhöhung der Betriebssicherheit von kritischen Infrastrukturen der elektrischen Energieversorgung.

4.2.2 Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung

Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Weiterentwicklung von steuernden Algorithmen im Übertragungsnetz (z. B. zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen), in der Weiterentwicklung der Betriebsführung für die Verteilungsnetze, in der Nutzung von Netzzellen in der Netzbetriebsführung und in der Verbesserung von Methoden und Technologien zur Netzzustandserkennung auch in den unteren Netzebenen.

Vorhersage Stromeinspeisung aus EE-Anlagen

F&E-Bedarf besteht u. a. in der weiteren Entwicklung von Prognoseverfahren und Prognosewerkzeugen – insbesondere im Kurzzeitbereich und für kleinere Netzgebiete.

Konzepte für den Netzwiederaufbau zusammen mit Erneuerbaren Energien

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Erforschung und Entwicklung von Konzepten, Verfahren und Technologien, die einen Netzwiederaufbau in einem elektrischen Verbundsystem, welches einen sehr großen Anteil von Erneuerbaren Energien hat, ermöglicht.

4.2.3 Netzregelung und Netzschutz

Netzstabilität und Systemsicherheit

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Weiterentwicklung von Methoden und Werkzeugen zur Beurteilung von Netzstabilität und Systemsicherheit für die Netzplanung und den Netzbetrieb mit sehr großem Anteil Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in großen Verbundnetzen.

Netzregelung und Netzschutz in stromrichter-dominierten Netzen und bei Teilnetzbildung

F&E-Bedarf besteht u. a. in den Grundsätzen und der Ausgestaltung der Netzregelung und des Netzschutzes bei einem hohen Anteil von stromrichter-gekoppelter Erzeugung in Netz.

Management von Teilnetzbildung im Störbetrieb

F&E-Bedarf besteht u. a. in den Anforderungen und Grundsätzen, die einen sicheren Teilnetzbetrieb resultierend aus einer Störung des Verbundnetzes ermöglichen.

Planung und Betrieb von Netzzellen und Inselnetzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Untersuchung von Grundsatzfragen zum Design von Netzzellen, Beschreibung der Veränderungen im Kurzschlussstrombeitrag, Auswirkungen auf Netzschutz, Weiterentwicklung von Technologiekomponenten und Planungswerkzeugen für Inselnetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien.

Netzanschlussregeln für Erneuerbare Energieanlagen und Speichern

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Erforschung der Grundlagen zur Weiterentwicklung von Netzanschlussregeln für Erzeugungsanlagen und Speichern.

4.2.4 F&E Netzintegration Offshore Windkraft

Netzintegration Offshore Windkraft und HGÜ Kopfstationen

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Entwicklung von Betriebsführungsstrategien und -technologien zur Integration von Offshore-Windparks, Regelungs- und Betriebsführungsstrategien zur Integration von HGÜ-Kopfstationen in vorhandene AC-Netzstrukturen und in den Netzbetrieb.

Literaturverzeichnis

- 3M (2013): Erhöhung der Übertragungskapazität – Hochleistung für zukunftssichere Netze; Technisches Datenblatt.
http://solutions.3mdeutschland.de/3MContentRetrievalAPI/BlobServlet?lmd=1410763182000&locale=de_DE&assetType=MMM_Image&assetId=1361633230449&blobAttribute=ImageFile. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- ABB (2013): HVDC Light – It's time to connect. ABB AB, Ludvika, 2013.
<http://www.abb.com/hvdc>. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- ABB (2016): HVDC Light® - The original VSC Technology – Reference List. ABB AB, Ludvika, 2013. <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0027&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- AEE (2015): Agentur für Erneuerbare Energien: Renew's Kompakt – Akzeptanz für Erneuerbare weiterhin hoch. Renew's Kompakt, Ausgabe 27, 10.12.2015.
https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/416.AEE_RenewsKompakt_Akzeptanzumfrage2015.pdf.
 Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Ampacity (2016): Innogy: AmpaCity in Essen - Das Supraleiterkabel-Weltprojekt, Kurzinformation.
<https://www.innogy.com/web/cms/mediablob/de/3368186/data/3367840/2/fuer-unternehmen/individuelle-loesungen/energieversorger/netzdienstleistungen/produktdownload/Supraleiter-AmpaCity.pdf>.
- Asplund, G.; et al. (2010): Continental Overlay HVDC-Grid. CIGRE B4-109, 2010.
search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK105152A9082&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- BDI (2017): Bundesverband der deutschen Industrie, Anmerkungen zum Technologiesteckbrief, Mai 2017.
- Bohn, S.; et al. (2014): A Pan-European-North African HVDC Grid for Bulk Energy Transmission – A Model-based Analysis. IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition, Chicago, 2014.
- BNetzA (2015): Entwicklung der Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz (2010-2015).
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html. Letzter Zugriff: 24.07.2017.
- BNetzA (2016): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016. Bonn, 2017.

- https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff: 24.07.2017.
- Braun, M.; Kämpf, E.; Kraiczy, M. (2015): Elektrische Verteilungsnetze im Wandel. In M. Wietschel et al. (Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Springer Vieweg.
- Consentec (2016): Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung. Consentec GmbH, 2016.
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver %c3 %b6ffentlichungen/Studie %20zur %20Konventionellen %20Mindesterzeugung/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%20b6ffentlichungen/Studie%20zur%20Konventionellen%20Mindesterzeugung/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf). Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Dena (2016): Momentanreserve 2030 - Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030, Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen, Februar 2016.
- DKE (2016): Deutsche Normungs-Roadmap Gleichstrom im Niederspannungsbereich, Version 1, DKE, Februar 2016.
- DOE (2009): High Temperature Superconducting Underground Power Cable-Albany Cable Project. DOE Cooperative Agreement Number DE-FC36-03GO013301, SuperPower, Inc., Final Report, 2009.
- Engler, A. (2001): Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen, Kassel: Dissertation: Universität Gesamthochschule Kassel, 2001.
- EnWG (2016): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), Ausfertigungsdatum: 07.07.2005, Zuletzt geändert durch Art. 3 G v. 22.12.2016 | 3106. www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- E.ON (2007): Freileitungsmonitoring. http://apps.eon.com/documents/ene_flyer-freil-monito_0907_ger.pdf. Letzter Zugriff: 20.02.2017.
- EW (2009): Kapazitäten in Stromnetzen optimal ausschöpfen - Monitoring macht den Betrieb von Freileitungen sicherer. Sonderdruck PDF 6313 aus EW 108 (14-15) 74-83.
- Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft - FGH (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. www.50hertz.com/Portals/3/Galerien/Studien/1_Studie-Mindesterzeugung-4TSO-20120120.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Forum für Netztechnik / Netzbetrieb - FNN (2013): Infoblatt: Netzausbau mit Hochtemperaturleitern, August 2013.
- Hennig, T.; et al. (2016): Efficiency Evaluation of Offshore Power Systems with Power Electronics based on SiC Technology, IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference, Xi'an, 2016.

- Hesse, R.; Turschner, D.; Beck, H.-P. (2009): Micro grid stabilization using the Virtual Synchronous Machine (VISMA), International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Valencia, 2009.
- Laudahn, S.; Bülo, T.; Premm, D.; Seidel, J.; Engel, B. (2016): Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter-coupled DER, 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Vancouver, 2016.
- Marten, A.-K.; Westermann, D. (2013): Schedule for Converters of a Meshed HVDC Grid and a Contingency Schedule for Adaption to Unscheduled Power Flow Changes. IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), Vancouver, 2013.
- Mende, D.; Böttger, D.; Ganai, I.; Löwer, L.; Harms, Y.; Bofinger, S. (2017): Combined power market and power grid modeling – First results of the project SystemKontext, 14th International Conference on the European Energy Market, Dresden, 2017.
- NEP; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017a): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 31. Januar 2017. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- NEP; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017b): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, 1. Entwurf – Zahlen · Daten · Fakten. Stand: 31. Januar 2017. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten_online.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- ONEP; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017): Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 31. Januar 2017. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/ONEP_2030_1_Entwurf_Teil1.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Puffer, R.; et al. (2012): Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements. Beitrag B2-106, CIGRE 2012.
- RWTH (2015): Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023. Institut für Hochspannungstechnik RWTH Aachen University, 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzesicherheit/Gutachten_IFHT_RWTH_Systemstabilitaet_2015.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- SDLWindV (2009): <http://www.gesetze-im-internet.de/sdlwindv/SDLWindV.pdf>.

- Siemens (2012): HVDC - High Voltage Direct Current Transmission – Unrivaled practical experience. Siemens AG, Erlangen, 2012.
http://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC-Classic/HVDC-Classic_Transmission_References_en.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Siemens (2014): Supraleitende Strombegrenzer, Kurzinformation
http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2014/corporate/factsheet-supraleiter_d.pdf.
- TenneT TSO B. V. (2010): Freileitungs-Monitoring – Optimale Kapazitätsauslastung von Freileitungen, November 2010.
- Ullrich, S. (2015): Übertragungsnetze. In M. Wietschel et al. (Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Springer Vieweg.
- Weck, S.; et al. (2016): Planning and Design of a European HVDC Grid Divided Into Feasible Protection Zones. IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Ottawa, 2016.
- WindkraftJournal (2012): <http://www.windkraft-journal.de/2012/07/05/studie-zur-gesellschaftlichen-akzeptanz-von-energieeffizienz-und-offshore-windanlagen/22781>. Letzter Zugriff: 11.08.2017.
- Vennegeerts, H.; et al. (2007): Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz.

Technologiebericht

3.2 Wärmetransport und -verteilung

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Sebastian Herkel

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Herkel, S. (2017): Technologiebericht 3.2 Wärmetransport und -verteilung. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Sebastian Herkel

Tel.: +49 761 / 4588 – 5117

Fax: +49 761 / 4588 – 9117

E-Mail: sebastian.herkel@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme

Heidenhofstr. 2

79110 Freiburg

Review durch:

Oliver Kastner (Institut für Solarenergieforschung Hameln gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	727
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	728
Tabellenverzeichnis	729
Zusammenfassung (Steckbrief)	730
1 Beschreibung des Technologiefeldes	732
2 Stand F&E in Deutschland	734
3 Relevanz öffentlicher Förderung	736
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	736
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	736
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	739
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	739
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	740
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	741
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	742
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	742
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	743
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	744
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	745
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	746
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	746
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	747
Literaturverzeichnis	749

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk


Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten von Wärmenetzen -----	732
Tab. 2-1	Öffentliche F&E-Förderung in Deutschland für Fernwärme von 1970-2019-----	734
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien für die Transformation von Wärmenetzen -----	736
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Wärmenetze-----	737
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Wärmetransport und -verteilung-----	738
Tab. 4-1	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Wärmetransport und -verteilung-----	739
Tab. 4-2	Bandbreite des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Wärmetransport und -verteilung -----	740
Tab. 4-3	Wachstumsraten des Energieumsatzes der Technologie Wärmenetze der unterschiedlichen globalen und nationalen Szenarien als CAGR dargestellt -----	740
Tab. 4-4	Primärenergiefaktoren nicht-erneuerbarer Anteil der Einspeiser in das Wärmenetz (in Spannbreiten)-----	741
Tab. 4-5	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Einsatz von Wärmenetzen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten) -----	741
Tab. 4-6	Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Wärmenetze-----	742
Tab. 4-7	Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld Wärmenetze hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes-----	743
Tab. 4-8	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Wärmenetze -----	744
Tab. 4-9	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Wärmenetze – Input-Orientierung -----	744
Tab. 4-10	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Wärmenetze -----	745
Tab. 4-11	Abhängigkeit von Infrastrukturen -----	746

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 3.2 Wärmetransport und -verteilung						
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
Wärmetransport und -Verteilung bestehend aus 3 Technologien: – Technologie T0: Bestandsnetze – Technologie T1: Niedertemperatur Wärmenetze mit Einspeisung erneuerbarer Wärme – Technologie T2: Lastmanagement und flexibler Betrieb – Technologie T3: Planungsinstrumente für Wärmenetze und Hydraulik						
TRL-Level: T1 Wärmenetze TRL 7; T2 Betriebsoptimierung TRL 7, bisher ~10 Demoanlagen; T3 Planungsinstrumente TRL 7						
Kritische Komponenten und Themen: Thermohydraulik, Hausübergabestationen, Zusammenspiel von Wärmeerzeugung und -abnahme, Akzeptanz gemeinschaftlicher Versorgung						
Entwicklungsziele						
– Technologien T0 und T1: Transformation zu LowEx-Netzen mit dezentraler Einspeisung und steigendem Anteil Erneuerbaren Energien – Technologie T2: Flexibilisierung des Betriebes und Dynamisierung der Systemtemperaturen – Technologie T3: Schnelle, optimierende Planungswerkzeuge unter Berücksichtigung des dynamischen Lastverhaltens						
Technologie-Entwicklung						
	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Anteil Erneuerbare	%	13	15	21	46	71
Wirkungsgrad KWK (th./el.)	%	49/41	48/42	47/43	46/44	45/45
Durchschnittliche Netztemperaturen	°C	110	100	90	80	70
Verteilverluste	%	12	12	11	10	9
Lebensdauer	a	40	40	40	40	40
Investition	€/m	450-900	450-900	450-900	450-900	450-900
F&E-Bedarf						
Die öffentliche Förderung im Technologiefeld Wärmenetze ist im Wesentlichen durch das hohe wirtschaftliche Risiko zu begründen. Es bestehen folgende F&E-Bedarfe: – Demonstrationsvorhaben mit Integration von Erneuerbaren mit niedrigen Systemtemperaturen (Geothermie, Solarthermie, Wärmepumpen) in Neu- und Bestandsnetze – Systemregelung: Regelung und Steuerung bidirektionaler Niedertemperaturnetze mit mehreren Wärmequellen und abnahmeseitigem Lastmanagement. – Werkzeuge zur Strategieentwicklung und hydraulischen Planung der Transformation von Bestandsnetzen zu LowEx-Netzen.						

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
– Gegenüber Referenztechnologie Gasbrennwertkessel mittlere bis hohe Einsparung von THG, abhängig davon, in welchem Umfang auf Erneuerbare Erzeuger umgestellt werden kann (10-30 % Anteil Wärmeversorgung Endkunden).
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
– Infrastruktur Wärmeverteilung ist wesentliche Voraussetzung für Potenziale KWK sowie bei der zentralen Erzeugung von Geothermie, Solarer Wärme und Umweltwärme (Wärmepumpen).
Kosteneffizienz
– Technologie A, B und C nur noch geringe Kostensenkung möglich, ggf. sogar Kostensteigerung bei gleichzeitiger Erhöhung der Funktionalität
Inländische Wertschöpfung
– Marktanteil von >90 % in Deutschland und 5% international möglich bis 2030
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
– Bzgl. Technologien A, B und C wettbewerbsfähig, dort auch hoher Anteil der wissenschaftlichen Publikationen und der Patente aus Deutschland. Wesentliche Wettbewerber sind wissenschaftliche Einrichtungen und Unternehmen aus Dänemark und Österreich.
Gesellschaftliche Akzeptanz
– Mittleres Risiko für Marktakzeptanz und sozialpolitische Akzeptanz, da bei niedrigen Verbräuchen die Investitionskosten dominant werden – Hohes Risiko bei lokaler Akzeptanz, da Wirtschaftlichkeit in der Regel nur bei hohen Anschlussdichten erreichbar
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– Wärmenetze haben sehr lange Abschreibungs- und Nutzungszeiten, dem entsprechend sind Investitionsentscheidungen von stabilen Langfristentscheidungen abhängig.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
– Für Technologie A, B und C müssen bestehende Infrastrukturen aus- und umgebaut werden. – Der Umbau der hausseitigen Übergabesysteme zu Niedertemperatursystemen ist aufwändig.
Systemkompatibilität
– Bei einem großen Bestand (hohen Durchdringung) an wärmenetzgebundener Wärmeversorgung lassen sich kostengünstige erneuerbare Wärmequellen erschließen (Tiefengeothermie, Solarthermie) – In Wärmenetze lassen sich sowohl zentral als auch dezentral Speicher gut integrieren. – Power-to-X Lösungen lassen sich in zentralen gekoppelten Wärme- und Kraftanlagen gut einbinden. – Technologieentwicklungen auf der Erzeugerseite lassen sich schnell implementieren.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Es gibt vielfältige Technologien zum Wärmetransport und -verteilung, netzgebundene Systeme und dem Transport von sensiblen oder latenten Wärmespeichern. Die Beschreibung und Analyse beschränkt sich im Folgenden auf Wärme- und Kältenetze, die sich nach Länge der Netze, Wärmeträgermedien, Temperaturniveaus und Betriebsweisen unterscheiden lassen.

In einem Wärmenetz wird ein Wärmeträgermedium (z. B. Wasser), das auf die gewünschte Temperatur erwärmt wurde, über ein Rohrleitungssystem mittels Pumpen verteilt. Beim Nutzer wird das Wärmeträgermedium entweder direkt in die lokalen Systeme geleitet oder die Wärme wird über einen Wärmetauscher an das Objekt übergeben. Das abgekühlte oder erwärmte Wärmeträgermedium des Verteilnetzes wird dann zurück zum Wärmeerzeuger geleitet, um erneut aufgeheizt bzw. gekühlt zu werden.

Wärme ist die Energieform mit den tendenziell größten Leitungsverlusten, jedoch steigt die wirtschaftliche Effizienz der Wärmebereitstellung mit größeren Erzeugereinheiten oder sinken die Kosten, z. B. im Bereich der solarthermischen Wärmeerzeugung. Zusätzlich können Wärmenetze die Effizienz von Industrieprozessen durch die Nutzbarmachung von Abwärme in benachbarten Quartieren erhöhen.

Das wichtigste Einsatzfeld von Wärmenetzen ist Auskopplung von Wärme aus Kraftwerksprozessen sowie die Nutzung von Wärme aus Blockheizkraftwerken. Je nach Temperatur- und Druckniveau unterscheidet man zwischen Warmwasser- und Dampfnetzen. Die Vorlauftemperaturen bei Wassernetzen werden in Wärmeversorgung in Abhängigkeit der von der Außenlufttemperatur abhängigen Heizlast im Sommer abgesenkt. In Skandinavien hat sich die Kategorisierung der Netze nach „Generationen“ – G1-G4 etabliert (Lund 2014).

Der Transport von Kälte mittels Netzen erfolgt in der Regel innerhalb von Liegenschaften, bei denen eine zentrale Kälteerzeugung aufgrund der höheren Wirtschaftlichkeit größerer Kälteerzeuger sinnvoll ist. Kältenetze werden im Folgenden nicht weiter vertieft.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten von Wärmenetzen

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Anteil Erneuerbare	%	13	15	21	46	71
Wirkungsgrad KWK (th./el.)	%	49/41	48/42	47/43	46/44	45/45
Durchschnittliche Netztemperaturen	°C	110	100	90	80	70
Verteilverluste	%	12	12	11	10	9
Lebensdauer	a	40	40	40	40	40
Investition	€/m	450-900	450-900	450-900	450-900	450-900

Quelle: Eigene Abschätzung, AGFW (2015), AGFW 70/70

Der Fernwärmeanteil am gesamten deutschen Endenergieverbrauch betrug 2016 etwa 13,7 %. Die erzeugte Wärme stammt dabei zu 83 % aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, zu 15 % aus Heizwerken und zu 2 % aus industrieller Abwärme. Rund 1.324 Heizwasser- und 48 Dampfnetze versorgen rund 372.000 Hausübergabestationen. Der Zuwachs betrug in den letzten 8 Jahren rund 1,7 %/a. Die derzeitige Trassenlänge für die Fernwärmeversorgung beträgt 21.270 km. Der Zuwachs betrug in den letzten 8 Jahren rund 1,9 %/a (BDEW2017).

In 2016 wurden zu rund 40 % Erdgas als Brennstoff eingesetzt, gefolgt von Kohle mit rund 30 % und erneuerbaren Energien mit 20 %. Siedlungsabfälle hatten einen Anteil von rund 10 % (BDEW2017).

Im Neubau hatte die Fernwärme in 2014 mit einem Anteil von rund 24 % an den neu installierten Heizungssystemen und liegt damit zusammen mit den Wärmepumpensystemen auf Platz zwei nach den mit Erdgas befeuerten Kesseln (BDEW2017).

2 Stand F&E in Deutschland

Entwicklungs- und Forschungsschwerpunkte öffentlicher Fördervorhaben

Die Forschung und Entwicklung von Wärmenetzen wurde in Deutschland in den letzten vierzig Jahren relativ umfangreich durchgeführt, insbesondere in den 1970er Jahren. Als Indikator hierfür werden die öffentlich verausgabten Mittel des Bundes in der Tab. 2-1 dargestellt. Die Auswertung beruht auf Stichwortsuche in der EnArgus Datenbank, eine Doppelzählung kann daher nicht ausgeschlossen werden.

Tab. 2-1 Öffentliche F&E-Förderung in Deutschland für Fernwärme von 1970-2019

Stichwort	Anzahl Projekte	
	1970-2019	davon 2010-2019
Wärmenetze	111	81
Fernwärme	277	71

Quelle: EnArgus

Die Anzahl der Vorhaben pro Jahrzehnt ist gestiegen bei gleichzeitig geringeren Volumina pro Projekt.

Wesentliches öffentliches Förderprogramm war die vom BMWi verantwortete Förderrichtlinie „EnEff:Wärme“. Der Schwerpunkte der Projekte lag auf der Durchführung von Demonstrationsvorhaben und wissenschaftlicher Begleitung. Die in der Studie Energietechnologien 2050 identifizierten F&E-Bedarfe wurden aufgenommen und in Forschungsprojekten bearbeitet (EnArgus 2017 und Fraunhofer ISI 2010).

Forschungsaktivitäten der jüngeren Vergangenheit konzentrierten sich auf die Absenkung der Fernwärmeparamperaturen, auf Maßnahmen zur Strukturoptimierung der Topologie sowie die verteilte Einspeisung in Fernwärme.

Transformation von Wärmenetzen: Low-Ex-Netze und dezentrale Einspeisung

Ein Schwerpunkt der F&E-Vorhaben der letzten Jahre war die Entwicklung von Methoden zur Transformation von Wärmenetzen hin zu niedrigeren Systemtemperaturen. Der Schwerpunkt lag dabei auf der wissenschaftlichen Begleitung von Demonstrationsvorhaben. Die mit der dezentralen Einspeisung von Wärmeerzeugern in Bestandsnetze verbundenen hydraulischen Probleme waren ein weiterer Schwerpunkt der F&E-Aktivitäten.

Optimierung und Flexibilisierung des Netzbetriebes

Die Optimierung des Betriebs von Wärmenetzen durch Speichermanagement und Flexibilisierung der Temperaturen und Volumenströme war Gegenstand meist theoretischer Studien.

Planungsinstrumente

Der dritte Schwerpunkt von Forschung und Entwicklung im Themenfeld Wärmeverteilung und Transport waren Planungsinstrumente, insbesondere Instrumente zur schnellen Ermittlung von konkreten Potenzialen zum Ausbau von Wärmenetzen. Ein weiteres Thema war die Berücksichtigung von Wechselwirkungen, die sich aus der Kopplung von Strom und Wärme ergeben.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Wärmenetze sind eine seit vielen Jahrzehnten bekannte Technologie, dementsprechend liegen die Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte auf der Anpassung der Wärmenetze auf sich verändernde energiewirtschaftliche Randbedingungen.

Die Vorlaufzeiten sind aus technologischer Sicht kurz, aufgrund der großen Interaktion mit existierenden Infrastrukturen und der Pfadabhängigkeit sind die Vorlaufzeiten jedoch in der Größenordnung von 10 Jahren.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien für die Transformation von Wärmenetzen

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80%	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95%	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Tab. 3-2 gibt eine Übersicht zum aktuellen Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Wärmetransport und -verteilung mit den drei wichtigsten Entwicklungsbereichen.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Wärmenetze

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T0	T1	T2	T3
Grundlagenforschung						
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionsfähigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung						
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level, TF = Technologiefeld

T0 = Bestandsnetze G2/3, T1 = LowEx-Netze, T2 = Lastmanagement und flexibler Betrieb, T3 = Planungsinstrumente

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Hinsichtlich der Einordnung in die verschiedenen Szenariowelten ist das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko deutlich höher einzuschätzen als das technische Risiko (siehe Tab. 3-3). Dies ist vor allem mit den langen Anlaufzeiten bzw. -vertrüsten zu begründen, was letztendlich auch den Einsatz öffentlicher F&E-Fördermittel rechtfertigt. LowEx -Konzepte zielen auf die Einsparung hochwertiger Energie und tragen den neuen Randbedingungen der Wärmeversorgung (niedrigere Vortauftemperaturen) Rechnung. Für die Auslegung neuer Wärmenetze und die Einbindung neuer Wärmequellen in bestehende Netze sind entsprechende Modelle zu entwickeln. Darüber hinaus sind die Konzepte in Form von Demonstrationsprojekten zu realisieren, um entsprechende Erfahrungen für zukünftige Netzplanungen zu gewinnen.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Wärmetransport und -verteilung

	sehr gering	Gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Die Märkte für Wärmetransport- und Verteilung sind sehr stark von nationalen energiewirtschaftlichen Randbedingungen sowie der Ausgestaltung der technischen Regeln geprägt. Historisch sind Fernwärmenetze in den Ländern des ehemaligen Rates für gegenseitige Wirtschaftshilfe am weitesten ausgebaut, was sich in Deutschland deutlich in den Unterschieden zwischen den ost- und westdeutschen Ländern widerspiegelt. In den osteuropäischen Märkten, insbesondere in Russland, sinken die Absatzmärkte für Fernwärme infolge der Privatisierung von Wohneigentum und der Liberalisierung. Die Möglichkeiten in die Erneuerung der Wärmenetze zu investieren sind dadurch beschränkt. Ein anderes Bild stellt sich in Skandinavien, insbesondere in Dänemark dar, wo ein kontinuierlicher Ausbau der Fernwärme erfolgt, mit Anteilen von bis zu 60% (DK).

Tab. 4-1 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Wärmetransport und -verteilung

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020		2500		2400		2400
2030		2800		2700		2700
2040		2900		2900		2900
2050		3000		2700		2600

Quelle: Energy [r]evolution a sustainable world energy outlook 2015 100% renewable energy for all, Greenpeace et al. 2015

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Das Marktpotenzial stellt sich unterschiedlich dar, je nachdem, ob die betriebene Trassenlänge, die Anzahl der an die Wärmenetze angeschlossenen Gebäude und Liegenschaften, die installierte Wärmeleistung oder die durch die Netze geleitete Wärme angegeben wird.

Die Bandbreite des Marktpotenzials wurde auf Basis der Studien von Öko und ISI (2015), Prognos (2014) sowie Palzer (2016) ermittelt.

Tab. 4-2 Bandbreite des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Wärmetransport und -verteilung

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80%		Szenarienbereich DE_95%	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	108	114	103	119	112	127
2030	103	165	93	144	90	116
2040	93	226	73	208	88	100
2050	85	259	54	212	69	120

Quelle: Eigene Berechnung, Öko/ISI (2015), Palzer (2016), Prognos (2014)

Verifizierung mittels Analyse der implizierten Wachstumsraten

Die zu erwartenden Wachstumsraten des Energieumsatzes durch Wärmenetze sind in den internationalen Märkten höher, liegen aber auch im deutschen Kontext unter den mittleren Wachstumsraten des BIP. Auch bei einem Ausbau der Wärmenetze, wie sie z. B. in den Szenarien von Palzer (2016) oder den Szenarien von AGFW (70/70) adressiert wird, steigt zwar der Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung von Gebäuden, nicht jedoch der Energieumsatz. In Tab. 4-3 liegen die gleichen Szenarien wie in den vorherigen Abschnitten zugrunde.

Tab. 4-3 Wachstumsraten des Energieumsatzes der Technologie Wärmenetze der unterschiedlichen globalen und nationalen Szenarien als CAGR dargestellt

Prozent	CAGR (t,t')
CAGR(2020,2050) _{INT_Bau}	0,6
CAGR(2020,2050) _{INT_2°C}	0,4
CAGR(2020,2050) _{INT_besser_2°C}	0,3
CAGR(2020,2050) _{DE_Bau}	- 0,8 - +2,1
CAGR(2008,2050) _{DE_80%}	- 1,4 - +1,8
CAGR(2008,2050) _{DE_95%}	- 1,1 - - 0,7

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Wärmenetze sind eine „Enabler“-Technologie ähnlich wie Speicher, insofern ist der Technologie keine direkte Minderung von Treibhausgas-Emissionen zuzuordnen. Es gibt aber drei Technologien, die auf die Nutzung von Wärmenetzen angewiesen sind: Abwärme aus Kraftwerksprozessen (GuD, Abfallverwertung), Abwärme aus industri-

ellen Prozessen und direkte Wärmenutzung der tiefen Geothermie. Hinzu kommen BHKW und solarthermische Freiflächenanlagen, die im Vergleich zu Kleinanlagen erhebliche Effizienzvorteile bzw. Kostenvorteile haben und daher Wärmenetze nutzen. Auch beim Einsatz von Wärmepumpen in Netzen sind Skalierungseffekte zu erwarten. Der zweite mittelbare positive Effekt zur Reduktion der Treibhausgase ist die Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen durch die mit dem elektrischen System gekoppelten Wärmeerzeuger. Diese ist im Vergleich zu Einzelversorgungssystemen größer, da zum einen Speicher leichter integriert werden können, zum anderen die thermische Last gleichmäßiger anfällt. Auf die Darstellung von vermiedenen Treibhausgas-Emissionen wird verzichtet, es wird auf das in Kapitel 4.3 dargestellte Einsparpotenzial an Primärenergie verwiesen.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Die der Studie zugrunde liegenden Szenarien weisen eine hohe Bandbreite hinsichtlich des Wachstums bzw. Rückgangs der mittels Wärmenetze versorgten Gebäude und Liegenschaften auf.

Tab. 4-4 Primärenergiefaktoren nicht-erneuerbarer Anteil der Einspeiser in das Wärmenetz (in Spannbreiten)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80%	Szenarienbereich DE_95%
2020	0,92	0,90-0,91
2030	0,77-0,85	0,69-0,82
2040	0,56-0,72	0,50-0,56
2050	0,37-0,55	0,28-0,29

Quelle: Öko und ISI (2015)

Tab. 4-5 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Einsatz von Wärmenetzen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80%	Szenarienbereich DE_95%
2020	0 - 3	4
2030	6 - 14	19 - 24
2040	35 - 51	142 - 128
2050	30 - 95	165 - 179

Quelle: Öko und ISI (2015)

Aufgrund der zunehmenden Umstellung von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien sinkt in allen Szenarien der Primärenergieaufwand an nicht-erneuerbaren Energien. Während einige Szenarien mittelfristig von einem weiteren Zuwachs der

abgesetzten Wärme und erst langfristig von einem Rückgang des Wärmeabsatzes ausgehen, sehen die dargestellten ambitionierteren Szenarien zum Teil einen schnelleren Rückgang trotz moderatem Ausbau der angeschlossenen Wärmeabnehmer.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Die Kosteneffizienz der Technologie Wärmenetze setzen sich zusammen aus den Kosten für die Rohre der Netze, die Verlegung der Netze, den Übergabestationen sowie Kosten für Regelung und Steuerung. Die Kosten für den Netzbau hängen dabei im Wesentlichen von folgenden Faktoren ab: Material der genutzten Rohre, Art und Umfang der Dämmung, Verlegetechnik, Ort der Verlegung (Asphalt, Freiland, innerhalb von Bauwerken). Clausen schlüsselt die Kosten anteilig mit 25 % Übergabestation, je 30 % Rohre und Verlegung sowie je 7 % Steuerungstechnik und Sonstiges (Clausen 2012). Die Kosten für Rohre und Verlegung variieren zwischen 180 Euro/m bis 300 Euro /m (DN20) und 400-650 Euro /m (DN 140) (DLR 2009).

Zentrale Kostensenkungspotenziale liegen zum einen in der Verwendung von kostengünstigeren Materialien für die Rohre, in Deutschland wird überwiegend das Kunststoffmantelrohr eingesetzt. Kostensenkungspotenziale wurden detailliert in UBA (2006) diskutiert, es liegt wesentlich im Bereich der Verlegetechnologien. Sie haben sich bisher nur bedingt realisieren lassen.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die inländische Wertschöpfung ist bei der Technologie Wärmenetze sehr hoch aufgrund der Kostenstruktur. Rund 55 % der Kosten entfallen auf Bau, Montage und Planung. Von den eingesetzten Produkten Rohre, Kommunikationsinfrastruktur und Übergabestationen wird ebenfalls ein hoher Anteil in Deutschland gefertigt (Clausen 2012a).

Bis auf den Wärmeversorger Vattenfall, der in den großen Fernwärmenetzen in Berlin und Hamburg größere Marktanteile besitzt, ist die netzgebundene Wärmeversorgung von deutschen, meist kommunalen Unternehmen geprägt.

Tab. 4-6 Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Wärmenetze

%	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2030	2040	2050
Marktanteil deutscher Unternehmen in Deutschland (in %)	>90	>90	>90	>90	>90	>90	>90	>90	>90	>90	>90

Quelle: Eigene Abschätzung

Der Gesamtumsatz für Fernwärme betrug in 2015 10 Mrd. EUR, 1,5 Mrd. EUR wurde in neue Wärmenetze investiert. Setzt man dieses Verhältnis von Umsatzerlösen aus dem Verkauf von Fernwärme und Investitionen in Wärmenetze auch in Zukunft an, so liegt die Bandbreite der inländischen Wertschöpfung durch den Bau von Wärmenetzen in 2030 zwischen 1,3 und 2,1 Mrd. EUR in 2030 und 0,8-3 Mrd. EUR in 2050.

Tab. 4-7 Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld Wärmenetze hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes

Jahr	National			
	Szenarienbereich DE_80%		Szenarienbereich DE_95%	
	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}	
	Min	Max	Min	Max
2014 - 2020	1.5	1.7	1.6	1.8
2021 - 2030	1.3	2.1	1.3	1.7
2031 - 2040	1.0	3.0	1.3	1.4
2041 - 2050	0.8	3.0	1.0	1.7

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Außerhalb von Deutschland haben insbesondere die skandinavischen Länder Dänemark und Schweden eine lange wissenschaftliche Tradition. Dazu kommen Veröffentlichungen aus den mittel- und osteuropäischen Ländern, die einen relativen hohen Anteil an Fernwärmeversorgung in den jeweiligen Ländern haben. Zum Stichwort „district heating“ finden sich 63.000 Veröffentlichungen, davon 16.000 seit 2013 (Google 2017).

Wichtige Trends sind die Anpassung von Wärmenetzen infolge sich verändernder energiewirtschaftlicher Randbedingungen, insbesondere Themen, die sich mit der Kopplung der Themen Wärme und Strom befassen. Ein weiterer Trend ist die Umstellung auf Wärmenetze mit niedrigeren Systemtemperaturen, hier wird zum Teil von „Anergie-Netzen“ oder „4th Generation District Heating“ gesprochen.

Die Schwerpunkte des IEA Implementing Agreement on District Heating and Cooling lagen im Zeitraum von 2011 - 2017 auf Strategien zur Wartung von Wärmenetzen, Integration von Erneuerbaren und Abwärme in Fernwärme und Transformation zu Niedertemperaturnetzen. Neue Schwerpunkte ab 2017 werden Systemintegration, Kältenetze, Übergabestationen und die Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen sein (DHC 2017).

Der Markt der Wärmenetze ist national geprägt, aufgrund der umfangreichen nationalen F&E-Aktivitäten und intensiven Beteiligung deutscher Beteiligter an internationalen Aktivitäten des Branchenverbandes AGF, deren Mitglieder und mit Hochschulen und Instituten kann die deutsche Industrie als wettbewerbsfähig eingeordnet werden, auch wenn im europäischen Kontext skandinavische Länder hier wichtige Impulse setzen.

Tab. 4-8 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Wärmenetze

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Falls nicht auf Ebene des Technologiefeldes, sondern einzelne, relevante Technologien innerhalb des Technologiefeldes bewertet werden sollen, bitte diese Tabelle jeweils kopieren.

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Die IEA weist in ihren Statistiken zu Forschungsbudgets Wärmenetze nicht aus, eine Zuordnung und Vergleich der deutschen F&E-Ausgaben im internationalen Kontext ist daher nicht möglich. Zur Beschreibung der nationalen F&E-Ausgaben kann die in EnArgus (2017) dokumentierte öffentliche Förderung des Bundes herangezogen werden. Im langjährigen Maßstab sind insbesondere zu Beginn der koordinierten Energieforschung in Deutschland größere Volumina in das Thema Fernwärme geflossen, wobei hier nicht nur die Wärmenetze betrachtet wurden. Aktuell liegt der Schwerpunkt auf dem Thema Wärmenetze. Die Ausgaben waren hierzu im Zeitraum bis 2009 bei 0,5 Mio. EUR/a, seit 2010 ist hier ein signifikanter Anstieg auf 5 Mio. EUR/a erfolgt.

Tab. 4-9 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Wärmenetze – Input-Orientierung

Stichwort	Mio. EUR	
	1970-2009	2010-2019
Wärmenetze	17.1	40
Fernwärme	233.3	31.6

Quelle: EnArgus

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Fernwärme ist als eine Option der Wärmeversorgung seit vielen Jahrzehnten eingeführt und daher als Technologie bekannt und eingeführt, technische Risiken sind mit ihr nicht assoziiert. Ausgehend von dieser grundsätzlichen Akzeptanz können derzeit zwei grundsätzliche Diskussionen in Deutschland zu Wärmenetzen beobachtet werden. Zum einen sind in ländlichen Gebieten in den letzten Jahren 140 Kommunen neu mit Bioenergie versorgt worden (in der Regel unter Nutzung von Wärmenetzen), was zeigt, dass gemeinschaftlich organisierte Lösungen dort, wo Kommunikation direkt erfolgen kann, eine hohe Akzeptanz erfahren, wenn positiv besetzte Ziele (Erneuerbare Energien stärken, Unabhängigkeit) zu akzeptablen Kosten erreicht werden können (Clausen 2012b). Der zweite Diskussionsstrang findet eher in städtischen Gebieten statt, in denen entweder ein Ausbau existierender Fernwärmeversorgung oder der Neubau eines Wärmenetzes erfolgen soll. Hier führen die gleichen Motiva-

tionen, insbesondere sich unabhängig zu versorgen, zu einer Präferenzierung von gebäudeindividuellen Versorgungslösungen (Frei 2016). Dies nicht zuletzt wegen der bei allen Versorgungstechnologien höheren Wärmepreise bei Niedrigenergiegebäuden. Eine grundsätzlich sehr hohe Akzeptanz ist bei der Wohnungswirtschaft zu finden, die von den geringen Aufwendungen für Wartung profitiert.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Wärmenetze haben eine technische Lebensdauer von 40-60 Jahren und stellen damit eine langfristige Infrastruktur dar. Aufgrund der langen Lebensdauer und deshalb geringen Abschreibung werden Wärmelieferungsverträge in der Regel über mindestens 10 Jahre geschlossen. In neuen Netzen mit geringerem Anteil an Brennstoffkosten aufgrund geringerer Wärmeabnahme steigt der Anteil der annuisierten Investitionskosten, in Systemen mit einem hohen Anteil solarer Einspeisung und ggf. saisonaler Speicherung wird dieser Anteil noch höher. Damit besteht ein hohes unternehmerisches Risiko, was durch die Möglichkeit einer Fernwärmesatzung mit Anschluss- und Benutzungszwang abgemildert werden kann. Dieses Instrument führt wiederum zu einer Abhängigkeit der politischen Willensbildung in der jeweiligen Kommune.

Mit der zunehmenden Abnahme des Wärmebedarfs von Bestandsgebäuden verringert sich der Wärmeabsatz in Bestandsnetzen. In welchem Umfang sich dieser Absatzrückgang durch höhere Erlöse kompensieren lässt, hängt zum einen stark von den zulässigen Preiserhöhungen beim Verkauf der Wärme, zum anderen im Falle einer Versorgung mittels eines GuD-Kraftwerkes oder eines BHKW von den erzielbaren Stromerlösen ab. Das Verhältnis der Preise für die wesentlichen Energieträger Gas und Strom hat entscheidenden Einfluss auf die zu erreichenden Marktanteile der jeweiligen Versorgungstechnologien. Insbesondere Koppelprozesse zur Wärme- und Kälteversorgung reagieren sehr sensitiv auf das Verhältnis der Kosten von Gas und Strom. Die damit verbundenen Preisrisiken sind entwicklungshemmend.

Die Reaktionsfähigkeit bei der Technologie Wärmenetze ist wie bei den anderen Netzen aufgrund der Lebensdauer gering – es besteht aber eine hohe Abhängigkeit von der zukünftigen Ausgestaltung des Energiesystems.

Tab. 4-10 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Wärmenetze

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	12-24	12-24	12-24	12-24	12-24
Bauzeit	Monate	2	2	2	2	2
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	40-60	40-60	40-60	40-60	40-60
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /m	450-900	450-900	450-900	450-900	450-900

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Wärmenetze stellen selber eine Infrastruktur dar, die indirekt von anderen Infrastrukturen abhängt. Eine Wechselwirkung zu anderen Infrastrukturen besteht zu Gasnetzen. Bei Einsatz von BHKW mit gasbetriebenen Motoren besteht die Notwendigkeit des Zugangs zu einem Gasnetz, falls Erdgas als Energieträger verwendet werden soll. Gasnetze wiederum können eine Wettbewerbssituation darstellen, wenn Endkunden versorgt werden. Ein Ausbau von Wärmenetzen in einem solchen Gebiet stellt sich in der Regel eher unwirtschaftlich dar, wenn nicht eine weitgehende Konversion gelingt. Im Falle der Versorgung der Wärmenetze mit Solarthermie oder Geothermie besteht wenig Wechselwirkung zu anderen Infrastrukturen, im Falle des Einsatzes von Wärmepumpen besteht eine Kopplung an das Stromnetz.

Im Kontext des Ausbaus von Wärmenetzen in urbanen Räumen bestehen Abhängigkeiten von der Verkehrsinfrastruktur, in der Regel werden Wärmenetze im öffentlichen Raum verlegt.

Tab. 4-11 Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Nutzung der Technologie(n) ist unabhängig von Infrastrukturen möglich	<input type="checkbox"/> Ja	<input checked="" type="checkbox"/> Nein
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von bestehenden Infrastrukturen abhängig	<input checked="" type="checkbox"/> Ja	<input type="checkbox"/> Nein
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen bestehende Infrastrukturen ausgebaut werden	<input checked="" type="checkbox"/> Ja	<input type="checkbox"/> Nein
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen neue Infrastrukturen gebaut werden	<input type="checkbox"/> Ja	<input checked="" type="checkbox"/> Nein

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Wärmenetze stellen eine Infrastruktur dar, die für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Einheiten, bei denen die Wärmeproduktion den lokalen Bedarf übersteigt, eine Voraussetzung sind. Sie sind ebenfalls Voraussetzung für den Einsatz der Tiefengeothermie zur direkten Wärmeversorgung sowie größerer solarthermischer Systeme, Biomassekessel oder großer Wärmepumpensysteme. Da eine gegenseitige Substitution der unterschiedlichen Wärmeerzeuger möglich ist, schaffen Wärmenetze ein hohes Maß an Systemkompatibilität. Aufgrund der Größe und zentralen Organisation der Wärmeerzeugung lassen sich Technologie- und Energieträgerwechsel relativ gut und schnell realisieren. Rund 27 % der deutschen Fernwärme stammt aus Kohlekraftwerken, bei einer schnellen Reduktion dieses Energieträgers sind Ersatzkapazitäten notwendig (AGFW 2015).

Eingeschränkt ist diese für Bestandsnetze ggf. in Bezug auf die Möglichkeit den Betrieb auf anderen, in der Regel niedrigere Systemtemperaturen umzustellen. Diese Beschränkung gilt auch in Bezug auf die Fähigkeit, Wärmenetze flexibler in Hinsicht auf Laufzeiten und variable Volumenströme zu betreiben um Flexibilitätsoptionen bei den mit dem elektrischen System gekoppelten Wärmeerzeuger Wärmepumpen und KWK zu realisieren.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Das Technologiefeld Wärmetransport und -Verteilung wird zum einen dadurch charakterisiert, dass die grundlegende Technologie seit vielen Jahrzehnten bekannt und im Markt eingeführt ist, zum anderen sich die Randbedingungen ändern, in denen die Technologie eingesetzt wird und dies mit wirtschaftlichen Risiken behaftet ist. Forschung und Entwicklung aus öffentlicher Hand ist daher weniger mit dem technologischen Risiko zu begründen als mit dem wirtschaftlichen Risiko. Der in der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050“ formulierte Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht zum Teil auch heute noch (Wietschel et al. 2010).

- Transformation von Wärmenetzen: Low-Ex-Netze und dezentrale Einspeisung
 - Demonstration von „neuen“ Anwendungsfeldern mit Evaluierung des Anlagenbetriebs: Abgestimmte Systemintegration verschiedenster Erzeuger und Integration von niederkalorischer Wärme (Solarthermie, Wärmepumpen, industrielle Abwärme, Tiefengeothermie) in Wärmenetze.
 - Entwicklung von Methoden und deren Demonstration zur Transformation des hydraulischen Systems.
 - Entwicklung von Methoden zur abschnittweisen Sanierung und Optimierung von Wärmenetzen
 - Kosteneffiziente Verlegetechnologien für urbane Bestandsgebiete
 - Zustandsermittlung bestehender Fernwärmenetze
- Optimierung und Flexibilisierung des Netzbetriebes
 - Entwicklung innovativer Betriebskonzepte für Wärmenetze (z. B. kalte Netze, Low-Ex-Konzepte, Netze mit zeitlich variierendem Temperaturniveau, Flexibilisierbarkeit der Netzinfrastruktur) unter Berücksichtigung der Kopplung von Wärme und Strom.
 - Regelung und Steuerung komplexer Niedertemperaturnetze mit mehreren Wärmequellen (Erdkollektoren, Luft, Solarwärme, Fernwärme) und Wärmeerzeugern unter Einbindung weiterer Wärmeerzeuger (z. B. Solarwärme). Hier sollten Demonstrationsvorhaben initiiert werden.
 - „Steuerung“ der Nutzer zu „smarten“ Verbrauchern um last-, temperatur- und angebotsregelte Hausstationen in Wärmeversorgungsnetze zu integrieren.
 - Einsparung von Pumpstrom, Entwicklung neuer Betriebskonzepte (z. B. morgenspitze flexibler versorgen), Senkung des Temperaturniveaus des Verteilersystems im Sommer (hier sind die Verluste am höchsten) durch Einbindung dezentraler Komponenten, höhere Temperaturspreizung durch niedrigere Rücklauftemperaturen (modifizierte Übergabestationen und gesteuerte Rezirkulation in Gebäuden), Bündelung unterschiedlicher Versorgungsaufgaben (z. B. Dreileitersysteme).
- Planungsinstrumente
 - Entscheidungshilfen zur Abwägung von Wärme-/Kältenetzen im Vergleich zu Einzelversorgungslösungen
 - Entwicklung einfach zu bedienende Auslegungs- und Simulationswerkzeuge für Wärmenetze

- Entwicklung von kommunalen, intersektoralen Planungssystemen und Aufbau öffentlicher Datenbestände für Energieinfrastrukturen (GIS), insbesondere Gewerbe und Industrie.
- Sozio-ökonomische und techno-ökonomische Analysen
 - Techno-ökonomische Analysen von Wärmenetzen unter Berücksichtigung der Sektorkopplung: Optimierte Wechselwirkung zwischen leitungsgebundenen und leitungsungebundenen Wärmeversorgungssystemen, Bewertung des Beitrages der Wärmenetze
 - Ökonomische Analysen zur Entwicklung von Geschäftsmodellen: Entwicklung und Analyse der Effekte von netzbedingten (Markt-)Mechanismen und neuer Tarifsysteime; Abbildung von Netzaspekten auf neue Strom-/Wärmeprodukte und Untersuchung zur Relevanz von Systemdienstleistungen durch Abnehmerpools (Speicher/negative Regelenergie)
 - Stärkung von Akzeptanz und Nutzungsbereitschaft für Wärme-/Kältenetze: Analyse von Präferenzen.

Literaturverzeichnis

- AGFW (2016): K. Schmitz, AGFW-Hauptbericht 2015.
- AGFW; GEF; IFEU (2013): Transformationsstrategien Fernwärme TRAFO (Angelika Paar, Florian Herbert, Dr. Martin Pehnt, Susanne Ochse, Dr. Stephan Richter, Stefanie Maier, Magalie Kley, Dr. Heiko Huther, Dr. Jens Kühne, Dr. Ingo Weidlich).
- BIO (2017): <https://bioenergiesdorf.fnr.de/index.php?id=2116>.
- Clausen, J. (2012a): Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze. Borderstep Institut. https://www.borderstep.de/wp.../Clausen-Kosten_-laendliche_-Waermenetze-2012.pdf.
- Clausen, J. (2012b): Akzeptanz von Nahwärmenetzen. Borderstep Institut. https://www.borderstep.de/wp.../Clausen-Kosten_-laendliche_-Waermenetze-2012.pdf.
- DHC (2017): IEA Technology Collaboration Programme on District Heating and Cooling including Combined Heat and Power, PROGRAMME PERIOD 2017 – 2020 (ANNEX XII), www.iea-dhc.org.
- EnArgus (2017): <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2>. Letzter Zugriff: 04.05.2017
- FREI (2016): Amtsblatt Stadt Freiburg 673 vom 3. Juni 2016, „Gutleutmatten: Energiekonzept ist bindend“.
- Google (2017): Abruf des Stichworts „district heating“, Google Scholar.
- Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (2015): Energy [R]evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015. <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>. Letzter Zugriff: 07.01.2017.
- Huther, H. (2015): Wärmenetze zur effizienten Versorgung von Quartieren – Chancen und Hemmnisse, 9. Projektleiter-Meeting EnEff: Aachen, 11.05.2015.
- Lund et al. (2014): 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy* 68 (2014) 1-11.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.
- Palzer, A. (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- Prognos; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; Projekt Nr. 57/12; Basel, Köln, Osnabrück.

Richter, S. (2014): Herausforderung kommunale Energieversorgung: Wärmenetze für Stadtquartiere. GEF Ingenieur AG. Berliner Energietage, 20.05.2014.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
<https://www.energietechnologien2050.de>

Technologiebericht

3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektro-chemisch)

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Matthias Puchta

Tatjana Dabrowski

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Puchta, M.; Dabrowski, T. (2018): Technologiebericht 3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektro-chemisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Kurt Rohrig

Tel.: +49 561 / 7294 – 444

E-Mail: kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES

Königstor 59

34119 Kassel

Review durch:

Maike Schmidt (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden
Württemberg)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	753
Tabellenverzeichnis	754
Abbildungsverzeichnis	755
Zusammenfassung (Steckbrief)	756
1 Beschreibung des Technologiefeldes	758
1.1 Einleitung	758
1.2 Lithium-basierte Technologien	760
1.3 Natrium-basierte Technologien	760
1.4 Redox-flow Technologien	761
1.5 Ausgeschlossene Technologien	761
1.6 Techno-ökonomische Kenndaten	762
2 Stand F&E in Deutschland	765
3 Relevanz öffentlicher Förderung	770
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	770
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	772
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	782
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	782
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	786
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	786
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	786
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	786
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	787
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	795
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	795
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	796
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	796
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	798
Literaturverzeichnis	801


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Kenndaten Lithium-Ionen Batterie -----	763
Tab. 1-2	Kenndaten Vanadium-Redox-flow Batterie -----	763
Tab. 1-3	Kenndaten NaS Batterie -----	764
Tab. 1-4	Kostenentwicklung für die unterschiedlichen Batterietypen-----	764
Tab. 1-5	Ziele des SET-Plans für Lithium-Ionen Batterien (Elektromobilität)-----	764
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Redox-flow Technologie -----	771
Tab. 3-2	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Na-basierten Technologien -----	771
Tab. 3-3	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Li/Schwefel Technologie-----	772
Tab. 3-4	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Li/Luft und post-Lithium-Ionen Technologien-----	772
Tab. 3-5	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes elektrochemische Speicher-----	773
Tab. 3-6	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (Lithium-Ionen)-----	773
Tab. 3-7	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (NaS) -----	775
Tab. 3-8	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (NaNiCl)-----	775
Tab. 3-9	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (VRFB) -----	776
Tab. 3-10	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (Li/S)-----	778
Tab. 3-11	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (Li/Luft)-----	779
Tab. 3-12	Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld elektrochemische Speicher (Zellebene, ohne Stromrichter und Systemkomponenten, Risikogruppe 3) nach DERA Rohstoffliste -----	781
Tab. 4-1	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe Lithium-Ionen -----	788
Tab. 4-2	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe Redox-flow -----	789
Tab. 4-3	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe Na-basiert -----	789
Tab. 4-4	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Energiespeicher – Input-Orientierung -----	793
Tab. 4-5	Wissenschaftliche F&E Aktivität-----	794
Tab. 4-6	Wirtschaftliche F&E Aktivität -----	794
Tab. 4-7	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld elektrochemische Speicher zum Status Quo (2015)-----	795
Tab. 4-8	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes elektrochemische Energiespeicher -----	796
Tab. 4-9	Abhängigkeit des Technologiefeldes elektrochemische Speicher von Infrastrukturen -----	796

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Klassifizierung elektrochemischer stationärer Energiespeicher nach Energie und Leistung im Vergleich zu anderen Speichertechnologien -----	758
Abb. 1-2	Relevantes Energiespeichertechnologieportfolio nach Speichergrößen und Lade-/Entladezeiten-----	759
Abb. 1-3	Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle nach Speichergrößen und Lade-/Entladezeiten-----	759
Abb. 2-1	Verteilung der Projekte auf die Kernherausforderungen auf der Materialebene-----	766
Abb. 2-2	Verteilung der Projekte auf die Kernherausforderungen auf der Systemebene -----	766
Abb. 2-3	Verteilung der Projekte auf die Kernherausforderungen auf der Integrationsebene-----	767
Abb. 2-4	Verteilung der Projekte auf die Kernherausforderungen auf allen drei Ebenen -----	768
Abb. 2-5	Onlineumfrage zum Forschungsbedarf nach Technologien -----	769
Abb. 3-1	Wichtigste verwendete Rohstoffe in elektrochemischen Speichern nach Technologien-----	781
Abb. 4-1	Übersicht über weltweite installierte, geplante, angekündigte und in Bau befindliche große stationäre Speichersysteme/Projekte im Themenfeld elektrochemische Speicher-----	783
Abb. 4-2	Übersicht über in Deutschland installierte, geplante, angekündigte und in Bau befindliche große stationäre Speichersysteme/ Projekte im Themenfeld elektrochemische Speicher-----	783
Abb. 4-3	Kumulierte Anzahl der Installationen von PV-Speichern in Deutschland von Mai 2013 bis April 2017 -----	784
Abb. 4-4	Anteil der Batterietechnologien der beim Speichermonitoring registrierten PV-Speicher nach Anzahl von Mai 2013 bis April 2017 -----	784
Abb. 4-5	Prognose für die Weltweite Marktentwicklung von Lithium-Ionen Batterien -----	785
Abb. 4-6	LCOE-Bewertungen unterschiedlicher Energiespeicher-----	785
Abb. 4-7	Erwarteter Anteil der Lithium-Ionen Zellhersteller am internationalen Markt für 2018 -----	788
Abb. 4-8	Budget nach Technologiefeld für die USA, Japan und IEA-Daten für 18 Länder Europas (inkl. Deutschland) (2014) -----	790
Abb. 4-9	F&E Budget im internationalen Vergleich für 2005 und 2014 -----	790
Abb. 4-10	Zeitliche Entwicklung des F&E Budgets für das Technologiefeld Energiespeicher für Deutschland, Japan und die USA -----	791
Abb. 4-11	Prognose des internationalen F&E Budgets (20 Länder inkl. Deutschland) von 1975-2015 -----	791
Abb. 4-12	F&E Budget der Europäischen Kommission (H2020 Förderung 2014 und 2015) (links) und nationale Förderung für 15 europäische Länder (inkl. Deutschland) (rechts) -----	792
Abb. 4-13	Zeitliche Entwicklung des gesamten F&E Budgets und des F&E Budgets für das Technologiefeld Energiespeicher für Deutschland -----	792
Abb. 5-1	Online-Umfrage: Höchstes Marktpotenzial und größter Forschungsbedarf für (a) Recycling und second-life, (b) Lithium-Ionen Technologie, (c) post-Lithium Technologien und (d) Batteriemangement -----	799
Abb. 5-2	Verteilung der in der EU durchgeführten F&E Projekte auf die drei Ebenen -----	800

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektrochemisch)																													
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf																													
Beschreibung des Technologiefeldes																													
<p>– A: Lithium-basierte Technologien (Li-Ion, Li/Luft, Li/S)</p> <p>– B: Natrium-basierte Technologien (NaS, NaNiCl)</p> <p>– C: Redox-Flow-Technologien (VRF, Fe/Cr, Br/S, V/Br)</p> <p>Diese Technologien sind prinzipiell skalierbar und decken einen weiten Leistungsbereich (W-MW) ab.</p>																													
<p>Technologische Reife:</p> <p>– Lithium-Ionen, NaS, NaNiCl, VRFB: Kommerzialisierung (TRL=9)</p> <p>– Li/S: Demonstration (TRL=7)</p> <p>– Li/Luft: Technologieentwicklung (TRL=4)</p>																													
<p>Kritische Komponenten: im Wesentlichen alle elektrochemisch aktiven Komponenten, z. B. Elektroden, Elektrolyte, Separatoren; Zellfertigung; Batteriesystem: Batteriemanagementsystem inkl. SOH-Bestimmung, Sicherheit, Thermomanagement, Kosten.</p>																													
Entwicklungsziele																													
<p>Allgemein Verbesserung der spezifischen Energie und Leistungsdichte, Lebensdauer, Zuverlässigkeit, Sicherheit und Ressourceneffizienz (Material, Zelle, System). Reduktion der Kosten.</p>																													
Technologie-Entwicklung																													
Ziele des SET-Plans (Li-Ionen Batterien)																													
	<table><tr><th></th><th>Einheit</th><th>Heute</th><th>2030</th></tr><tr><td>Gravimetrische Energiedichte (Pack)</td><td>Wh/kg</td><td>85 - 135</td><td>>250</td></tr><tr><td>Volumetrische Energiedichte (Pack)</td><td>Wh/l</td><td>500</td><td>>500</td></tr><tr><td>Lebensdauer</td><td>a</td><td>8 – 10</td><td>20</td></tr><tr><td>Zyklenzahl (stationär)</td><td></td><td>1.000-3.000</td><td>10.000</td></tr><tr><td>Zyklencosten (stationär)</td><td>€/kWh/Zyklus</td><td></td><td>0,05</td></tr><tr><td>Batteriepackkosten</td><td>€/kWh</td><td>180 - 285</td><td>75</td></tr></table>		Einheit	Heute	2030	Gravimetrische Energiedichte (Pack)	Wh/kg	85 - 135	>250	Volumetrische Energiedichte (Pack)	Wh/l	500	>500	Lebensdauer	a	8 – 10	20	Zyklenzahl (stationär)		1.000-3.000	10.000	Zyklencosten (stationär)	€/kWh/Zyklus		0,05	Batteriepackkosten	€/kWh	180 - 285	75
	Einheit	Heute	2030																										
Gravimetrische Energiedichte (Pack)	Wh/kg	85 - 135	>250																										
Volumetrische Energiedichte (Pack)	Wh/l	500	>500																										
Lebensdauer	a	8 – 10	20																										
Zyklenzahl (stationär)		1.000-3.000	10.000																										
Zyklencosten (stationär)	€/kWh/Zyklus		0,05																										
Batteriepackkosten	€/kWh	180 - 285	75																										
Quelle: European Commission (2016)																													
F&E-Bedarf																													
<p>Diverse F&E Tätigkeiten auf der Material- (Elektroden, Elektrolyt), Zell- (Produktionsoptimierung) und Modul-Ebene (BMS-Algorithmen, thermisches Management, Betriebsführungsstrategien) notwendig.</p>																													

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
– Leisten einen entscheidenden Beitrag als mögliche Flexibilisierungsmaßnahme und sind damit relevant für die Befähigung des elektrischen Netzes die fortschreitende Integration von erneuerbaren Energien zu bewältigen. Der Beitrag ist also sehr hoch.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
– Leisten einen entscheidenden Beitrags, um einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien zur ermöglichen und tragen damit indirekt zur Energie- und Ressourceneffizienz bei.
– Kritische Rohstoffe: Vanadium, Graphit, Kobalt, Mangan, Palladium
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
Keine Aussage möglich
Inländische Wertschöpfung
Deutschland deckt die gesamte Wertschöpfung bei Li-Ionen Batterien bis auf die Zellfertigung im großen Maßstab (Massenmarkt) ab. Eine Vielzahl von Unternehmen im Bereich der Materialherstellung und Produktionstechnologien in Deutschland vorhanden, insbesondere mit Blick auf Lithium-basierte Technologien und Redox-Flow Batterien.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
Wettbewerbsfähigkeit: Bei Zellfertigung von Li-Ionen Zellen sind deutsche Zellhersteller in Einzelanwendungen konkurrenzfähig. Bei Li-Ionen Batteriesystemen sind deutsche Hersteller wettbewerbsfähig. Bei Redox-Flow Batterien ist Deutschland mindestens wettbewerbsfähig. Insgesamt ist Deutschland im Europäischen Vergleich, gemessen an der Projektanzahl, sehr aktiv im Bereich F&E.
Gesellschaftliche Akzeptanz
– Gesellschaftliche und lokale Akzeptanz sind eher hoch. Die Marktakzeptanz liegt im Mittel, da regulatorische Rahmenbedingungen und mangelnde Vergütung der Flexibilität durch Speicher dem entgegen stehen. Weiterhin spielen dabei nach wie vor noch zu hohe Kosten eine Rolle.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– Elektrochemische Energiespeicher besitzen aufgrund der begrenzten Zyklenfestigkeit und kalendarischen Lebensdauer eine typische wirtschaftliche Nutzungsdauer zwischen 10-20 Jahren. Aufgrund der Flexibilität der Systeme ist die Planungs- und Bauzeit relativ gering.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
– Elektrisches Netz, Netzausbau. In Einzelfällen ggf. Alternative zum Netzausbau.
Systemkompatibilität
– Im Wesentlichen Bestimmt durch Leistungselektronik. Systemkompatibilität ist gegeben.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Das Technologiefeld umfasst im Rahmen des Berichtes die folgenden elektrochemischen Energiespeichertechnologien:

- Lithium-basierte Technologien (Li-Ion, Li/Luft, Li/S)
- Natrium-basierte Technologien (NaS, NaNiCl)
- Redox-flow-Technologien (VRF, Fe/Cr, Br/S, V/Br)

Folgende Speichertechnologien sind aufgrund deren Maturität/ Marktreife und/oder Toxizität aus diesem forschungsorientierten Bericht ausgeschlossen:

- Blei-Säure Technologien
- NiCd & NiMh Batterien

Das Technologiefeld elektrochemische Speicher zeichnet insgesamt eine flexible Skalierbarkeit der Energie und Leistung aus und reicht von Speichersystemen im Bereich von wenigen kW/ kWh (Kleinspeicher wie PV-Heimspeicher) bis hin und zu mehreren MW/MWh (Großspeicher, z. B. für Primärregelleistung) (Abb. 1-1).

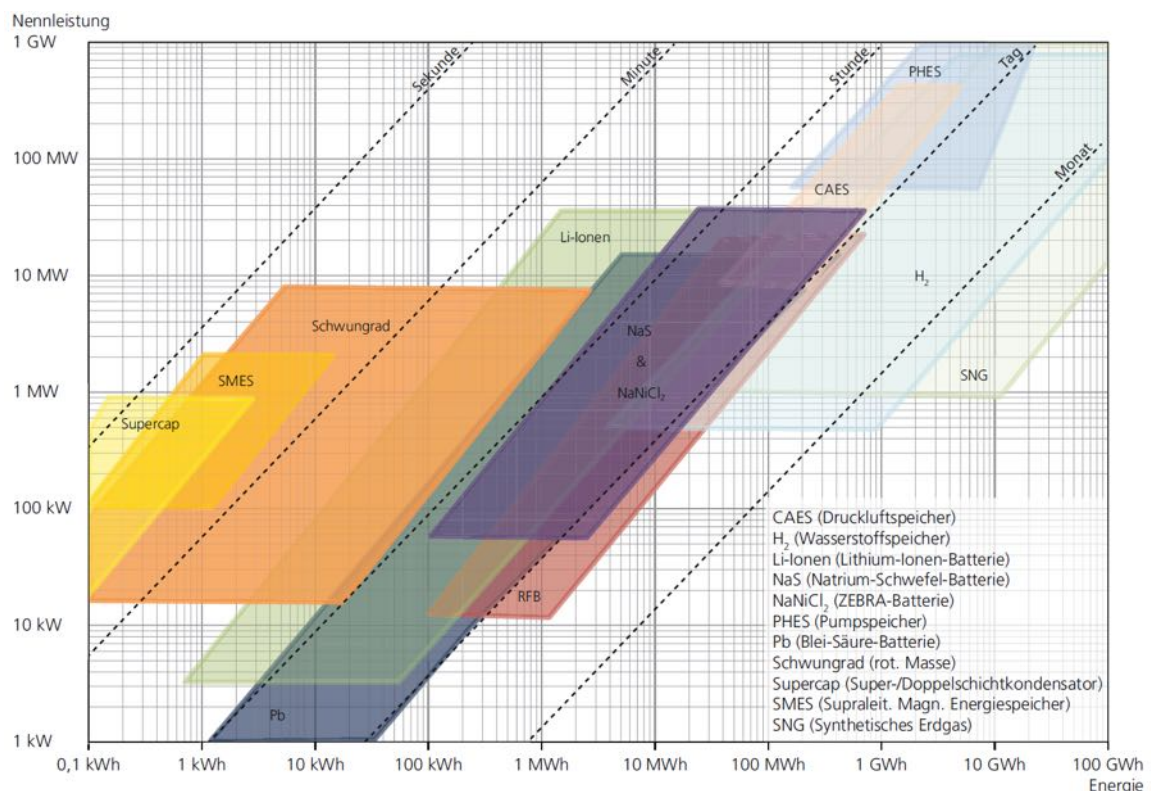


Abb. 1-1 Klassifizierung elektrochemischer stationärer Energiespeicher nach Energie und Leistung im Vergleich zu anderen Speichertechnologien

Quelle: Thielmann et al. (2015)

Generell kann festgestellt werden, dass in den letzten 3-5 Jahren elektrochemische Speichersysteme höhere Leistungen und höhere Speicherkapazitäten aufweisen als in den Jahren davor, es ist also ein Trend hin zu größeren Systemen beobachtbar. Heutige Anwendungen für elektrochemische Speicher reichen dabei von PV-Heimspei-

cheranwendungen bis hin zur Primärregelleistung (Abb. 1-3). Anwendungsbereiche elektrochemischer Speicher unterscheiden sich insbesondere auch nach Technologien und stehen in dem jeweiligen Anwendungsbereich in Konkurrenz zu anderen Energiespeicheroptionen (Abb. 1-2).

Speicher- größe Lade-/ Entladezeit	< 100 kWh	100 kWh – 1 MWh	1 MWh – 1 GWh	> 1 GWh
< 1 Stunde	Pb (Stand-by), LIB (zyklisch), Schwungrad, Super- caps (~s)	Pb, LIB (konv.)	Pb, Pumpspeicher, LIB	Nicht definiert
> 1 Stunde – 1 Tag	Pb, LIB, RFB, NaS, NaNiCl ₂	Pb, RFB, NaS, Na-NiCl ₂ , NiMH, (künftig LIB)	Pb, NaS, NaNiCl ₂ , Druckluft- und Pump- speicher, RFB (MWh), (LIB)	Druckluft- und Pump- speicher, sais. Wasser- und Gas/H ₂ -Speicher
> 1 Tag – 1 Woche	RFB, NaS, NaNiCl ₂	RFB, NaS, NaNiCl ₂	Pumpspeicher	Sais. Wasser- und Gas/H ₂ -Speicher
Langzeit	Technisch/Wirtschaftlich nicht sinnvoll	Technisch/Wirtschaftlich nicht sinnvoll	Sais. Wasser- und Gas/H ₂ -Speicher	Sais. Wasser- und Gas/H ₂ -Speicher

(grün: In Roadmap betrachtet, grau: Nicht in Roadmap betrachtet)

Abb. 1-2 Relevantes Energiespeichertechnologieportfolio nach Speichergrößen und Lade-/Entladezeiten

Quelle: Thielmann et al. (2015)

Speicher- größe Lade-/ Entladezeit	< 100 kWh	100 kWh – 1 MWh	1 MWh – 1 GWh	> 1 GWh
< 1 Stunde	Netzdienstl.; Leistungsspitzenpuffer; nicht-zykl. USV, Stand-by, Notstrom (48 V)	Netzdienstl., Peak Shaving/ Peak Load Shifting	Großinsellösungen; z. B. Primär-Regell.	Großes Potenzial international, nicht in DE
> 1 Stunde – 1 Tag	Autarkie, Mikro-Grid, USV mit 10 kWh; <10 kWh (Home Solar), >10 kWh (Quartiers- speicher)	Autarkie/Quartiers- speicher, EE-Integration, Backup-Lösungen (derzeit v. a. international)	EE-Integration, Insellösungen, Load Shifting	Zentrale Großspeicher (Arbitrage, Schwarz- start etc.)
> 1 Tag – 1 Woche	Off-Grid-Anwendungen, Inselssysteme (bis 3-Tagesspeicher)	Off-Grid-Anwendungen, Inselssysteme (bis 3-Tagesspeicher)	Zentrale. Großspeicher (z. B. Windenergie in Deutschland zur Flautenüberbrückung)	Zentrale Großspeicher
Langzeit	Technisch/Wirtschaftlich nicht sinnvoll	Technisch/Wirtschaftlich nicht sinnvoll	Zentrale Großspeicher	Zentrale Großspeicher

(grün: In Roadmap betrachtet, grau: Nicht in Roadmap betrachtet)

Abb. 1-3 Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle nach Speichergrößen und Lade-/Entladezeiten

Quelle: Thielmann et al. (2015)

Der Markt der kleineren Speichersysteme im Bereich weniger kW/kWh wird in den letzten Jahren insbesondere durch die Anwendung von Photovoltaik-Heimspeichersystemen geprägt (Abb. 4-3) und ein klarer Trend bei den PV-Heimspeichersystemen von der Blei-Säure-Technologie hin zur Lithium-Ionen-Technologie ist erkennbar (Abb. 4-4). Insbesondere in den letzten 4-5 Jahren ist eine große Zunahme an Projekten im Bereich elektrochemischer stationärer Speicher zu beobachten (Abb. 4-2).

1.2 Lithium-basierte Technologien

Unter den verschiedenen Typen der Lithium-Batterien sind die Lithium-Ionen-Batterien eine aktuelle und in der Anwendung befindliche Technologie. Die Entwicklungspotenziale dieser Technologie sind noch lange nicht ausgeschöpft. Die Post-Lithium-Ionen Batterien, welche Lithium in metallischer Form beinhalten, können die erwarteten Sprünge in der Energiedichte liefern. Hierfür müssen es diese Technologien von der Forschung in die Anwendung schaffen.

Das Funktionsprinzip der Lithium-Ionen-Batterie basiert auf dem Austausch von Lithium zwischen den Aktivmaterialien der Anode und Kathode. Bei der Entladung diffundiert Lithium vom Inneren der Kohlenstoffanode zu dessen Oberfläche. An der Grenzfläche zwischen Anode und Elektrolyt wandelt sich das Lithium in ein Lithium-Ion unter Freisetzung eines Elektrons um. Dieses Lithium-Ion wird über den Elektrolyten zur Kathode transportiert. Auf der Kathodenoberfläche wird ein Elektron aufgenommen, um Lithium zu bilden, das schließlich in das Innere der Kathode diffundiert und dort interkaliert. Der Ladevorgang findet vollständig analog in umgekehrter Richtung statt.

Dieses Prinzip teilen alle Lithium-Ionen-Batterien. Grundsätzlich anders funktionieren Batterien, die Lithium in metallischer Form als Anode verwenden. Die Kathode kann beispielsweise eine Gasdiffusionselektrode (Li/Luft) oder schwefelhaltige Graphitstruktur sein (Li/S). Aufgrund des metallischen Lithiums ist der potenzielle Energiegehalt dieser Technologien wesentlich höher als bei den Lithium-Ionen-Batterien. Dies ist der Grund für die vielfältigen F&E-Tätigkeiten im Bereich der post-Lithium-Ionen-Batterien, die häufig die Leistungsfähigkeit und Stabilität der Technologien adressieren.

1.3 Natrium-basierte Technologien

Bei allen Hochtemperaturbatterien spielen der Elektrolyt und der Separator eine wesentliche Rolle in Bezug auf Leistungsdichte, Stabilität und Sicherheit. Natrium-basierte Thermalbatterien erfordern hohe Temperaturen für die Aufrechterhaltung des flüssigen Zustands (Elektroden und / oder Elektrolyt) und die Ionenleitfähigkeit des Separators. So wird der große Vorteil einer vernachlässigbaren Selbstentladung durch die thermischen Verluste und den Energiebedarf der Heizung des Batteriesystems reduziert. Darüber hinaus sind Thermalbatterien wirtschaftlich Anwendbar meist auf Systeme im großen Maßstab beschränkt, um die Oberfläche und damit die thermischen Verluste zu minimieren.

Um ihr Potenzial einer sehr niedrigen Entladungsrate, einer hohen Zykluszahl, langer Lebensdauer sowie einer relativ einfachen Produktion voll ausschöpfen zu können, müssen Niedertemperatur-Materialien entwickelt werden. Das kostengünstige

und hochverfügbare aktive Material, insbesondere im Vergleich zu Lithium, macht die Thermalbatterie zu einem vielversprechenden Kandidaten für eine langfristige Technologie in der stationären Energiespeicherung.

1.4 Redox-flow Technologien

Redox-flow-Batterien (RFB) entsprechen vom Funktionsprinzip wieder aufladbaren Brennstoffzellen. Ein großer Vorteil der Redox-flow-Batterie gegenüber herkömmlichen Batteriesystemen, insbesondere für die großflächige stationäre Energiespeicherung, ist die Trennung von Leistung (Wahl der Reaktanten und Konzentrationen) und Energie (Größe der Tanks mit skalierbarem Volumen), also Reaktionsort und Lagerung. Auf diese Weise kann eine Erhöhung des Volumens und damit der gespeicherten Energie auf einfache und kostengünstige Weise erfolgen.

Die Reaktanten und Produkte sind Konfigurationen derselben Spezies in verschiedenen Oxidationsstufen in jeder Halbzelle. Da die aktiven Materialien in den Elektrolyten aufgelöst werden und der Elektronentransfer zwischen der gelösten aktiven Spezies und der festen Elektrode stattfindet, finden keine (De-)Interkalations- und Festkörper-Diffusionsprozesse statt (ähnlich Brennstoffzellen) und die Elektrodendegradation wird minimiert. Darüber hinaus bieten Redox-flow-Batterien ein schnelles Ansprechverhalten sowie breite Leistungs- und Entladezeitbereiche (breiter Anwendungsbereich), geringe Selbstentladungsraten durch die Lagerung in externen Tanks und ein hohes Maß an Sicherheit durch die durchflussgesteuerte Reaktion. Dennoch machen ihre geringe Leistungsdichte und ihre Energiedichte sie für mobile Anwendungen ungeeignet.

1.5 Ausgeschlossene Technologien

Als Indikator für das weltweite Interesse an spezifischen Forschungsthemen kann der durchschnittliche Anstieg (in den letzten fünf Jahren) wissenschaftlicher Publikationen genutzt werden. Insbesondere das Interesse an so genannten Zukunftstechnologien wie Lithium/Luft (ca. 118 %) und Lithium/Schwefel (100 %) hat deutlich zugenommen. Auch das Interesse an alternativen Technologien wie Hochtemperatur-Batterie wie Natrium/Nickelchlorid (45 %) und Natrium/Schwefel (35 %) und insbesondere Redox-flow-Batterien (50 %) ist gestiegen. Im Gegensatz dazu ist das Interesse an Blei-Säure-Batterien nur um 20 % gestiegen, was dem durchschnittlichen Anstieg der Publikationen mit dem Begriff Batterien ist. Das Interesse an NiMH-Technologien hat einen Rückgang um 4 % erlebt (Schledde et al. 2016).

Ein weiterer Indikator ist die Wachstumsrate (weltweit) von batteriebezogenen Patenten. In den letzten fünf Jahren stiegen die Hochtemperatur-Batteriepatente um ca. 63 %, Redox-flow-Batterie verwandte Patente stiegen um 60 %, Patente im Zusammenhang mit Lithium-basierten Technologien stiegen im Bereich von 20-57 % (alle Typen von Lithium-basierten Batterien), während Nickel (Cd/MH) und Blei-Säure-Batterie bezogene Patente nur um 5 % und 10 % anstiegen. Dies entspricht einem Anstieg unterhalb des durchschnittlichen Anstiegs der Batteriepatente (20 %) weltweit (Schledde et al. 2016).

Des Weiteren ist die Maturität der ausgeschlossenen Technologien Ni (Cd/MH) und Blei-Säure zu nennen. Besonders deutlich wird diese Tatsache an der Blei-Säure Bat-

terie, deren Forschungsschwerpunkte die Entsorgung darstellen und das Recycling (Li et al. 2016, Tian et al. 2014, van der Kuip et al. 2013, Liu et al. 2014, McKenna et al. 2013). Forschung in Hinblick auf die Optimierung der Technologie findet nur noch bedingt und auf einem sehr hohen Niveau statt. Aufgrund ihrer geringen Kosten ist die Blei-Säure Batterie jedoch nach wie vor weit verbreitet.

Die Ni / MH Technologie ist insbesondere für Anwendungen von Interesse, die eine hohe Leistungsdichte erfordern (Elektrowerkzeuge, Hybrid- und Elektrofahrzeuge). Trotz der geringen Kosten, flexiblen Baugrößen und einfachen Austauschbarkeit wird mit steigender Maturität der Lithium-Ionen Technologie auch dieser Batterietyp zunehmend ersetzt. Aufgrund des mittlerweile auf nationaler Ebene umgesetzten Verbotes für Batterien, die auf dem toxischen Schwermetall Cadmium basieren, wird die Ni / Cd Technologie nicht weiter verfolgt.

1.6 Techno-ökonomische Kenndaten

Die folgenden Tab. 1-1 bis Tab. 1-3 zeigen anhand von Beispielen aus den drei Technologiegruppen für stationäre Speicher die techno-ökonomischen Kenndaten (Thielmann et al. 2015). Die derzeitigen Kosten pro kWh und ihre Entwicklung bis 2030 sind in Tab. 1-4 zusammengefasst (Fuchs et al. 2012). Des Weiteren sind in Tab. 1-5 basierend auf dem Strategic Energy Technology (SET) Plan der Europäischen Kommission zur Beschleunigung der Entwicklung CO₂-armer Technologien die aufgestellten Ziele für elektrochemische Speicher im Bereich der Elektromobilität aufgeführt (European Commission 2016).

Die Definition der einzelnen Kenngrößen ist im Folgenden kurz erläutert:

Leistung

Die Leistung eines Energiespeichers (in W) bezeichnet die Menge der elektrischen Energie, die pro Zeit zur Verfügung steht. Diese besitzt eine besonders hohe Relevanz für Anwendungen, bei denen die Leistungsbereitstellung im Vordergrund steht.

Energie

Die Energie eines Energiespeichers (in Wh) bezeichnet die Nennkapazität des Speichers (vom Hersteller angegebene gespeicherte elektrische Ladung) multipliziert mit der Nennspannung (vom Hersteller angegebene Spannung im Normalbetrieb). Diese besitzt eine besonders hohe Relevanz für Anwendungen, bei denen die Energiebereitstellung im Vordergrund steht.

Gravimetrische Energiedichte

Die gravimetrische Energiedichte bezeichnet das Verhältnis von Energie (in Wh) und Masse eines Stoffes (in kg). Diese besitzt eine hohe Relevanz für Anwendungen, in denen das Gewicht der Energiespeichertechnologie im Vordergrund steht.

Volumetrische Energiedichte

Die volumetrische Energiedichte bezeichnet das Verhältnis von Energie (in Wh) und Raumvolumen eines Stoffes (in l). Diese besitzt eine hohe Relevanz für Anwendungen, in denen die Größe der Energiespeichertechnologie im Vordergrund steht.

Effizienz (Lade- Entladewirkungsgrad)

Die Effizienz bezeichnet das Verhältnis von entnehmbarer Ladung und der beim Ladevorgang zugeführten Ladung (Energieverluste durch Wärmeentwicklung). Ein hoher Wirkungsgrad und damit eine Minimierung der thermischen Verluste werden auch im Fall der elektrochemischen Speicher angestrebt.

Lebensdauer

Die Lebensdauer bezeichnet den Zeitraum (in a) der Verwendung einer Batterie bis die Restkapazität auf 70 – 80 % (keine einheitliche Definition) abgesunken ist.

Zyklenzahl

Die Zyklenzahl bezeichnet die Anzahl der Lade- und Entladezyklen innerhalb der Lebensdauer eines Akkumulators und bis zur Erreichung einer Restkapazität zwischen 70 und 80 % (keine einheitliche Definition). Unter dem Gesichtspunkt der Kosten wird natürlich eine hohe Lebensdauer, aber auch eine hohe Zyklenzahl der verwendeten Technologie angestrebt.

Tab. 1-1 Kenndaten Lithium-Ionen Batterie

	Einheit	Heute
Leistungsbereich	MW	0,001 - 10
Energiebereich	MWh	0,001 - 10
Gravimetrische Energiedichte	Wh/kg	60 – 200
Volumetrische Energiedichte	Wh/l	200 - 400
Effizienz	%	85 - 90
Lebensdauer	a	5 – 20
Zyklenzahl		500 – 3.000

Quelle: Thielmann et al. (2015)

Tab. 1-2 Kenndaten Vanadium-Redox-flow Batterie

	Einheit	Heute
Leistungsbereich	MW	0,050 - 20
Energiebereich	MWh	skalierbar
Gravimetrische Energiedichte	Wh/kg	15 - 50
Volumetrische Energiedichte	Wh/l	20 - 70
Effizienz	%	60 - 75
Lebensdauer	a	5 - 20
Zyklenzahl		> 10.000

Quelle: Thielmann et al. (2015)

Tab. 1-3 Kenndaten NaS Batterie

	Einheit	Heute
Leistungsbereich	MW	0,030 - 10
Energiebereich	MWh	0,1 - 100
Gravimetrische Energiedichte	Wh/kg	100 - 250
Volumetrische Energiedichte	Wh/l	150 - 300
Effizienz	%	70 - 85
Lebensdauer	a	10 – 15
Zyklenzahl		2.500 – 4.500

Quelle: Thielmann et al. (2015)

Tab. 1-4 Kostenentwicklung für die unterschiedlichen Batterietypen

	Heute	2030
Lithium-Ionen		
Energieinstallationskosten / €/kWh	300 - 800	150 - 300
Leistungsinstallationskosten / €/kW	150 - 200	35 - 65
Vanadium-Redox-flow		
Energieinstallationskosten / €/kWh	300 - 1000	70 - 150
Leistungsinstallationskosten / €/kW	1.000 – 1500	600 – 1.000
NaS		
Energieinstallationskosten / €/kWh	500 - 700	80 - 150
Leistungsinstallationskosten / €/kW	150 – 200	35 – 65

Quelle: Thielmann et al. (2015)

Tab. 1-5 Ziele des SET-Plans für Lithium-Ionen Batterien (Elektromobilität)

	Einheit	Heute	2030
Gravimetrische Energiedichte (Pack)	Wh/kg	85 - 135	>250
Volumetrische Energiedichte (Pack)	Wh/l	500	>500
Aufladezeit	min	30	3
Lebensdauer	a	8 – 10	20
Zyklenzahl (stationär)		1.000-3.000	10.000
Zyklenzahl			5.000
Zyklenkosten (stationär)	€/kWh/Zyklus		0,05
Batteriepackkosten (Elektromobilität)	€/kWh	180 - 285	75

Quelle: European Commission (2016)

2 Stand F&E in Deutschland

Zur Einschätzung des F&E Standes in Deutschland wird die in 2016 veröffentlichte technische Analyse, die im Rahmen des BATSTORM Projektes der Europäischen Kommission durchgeführt wurde (Schledde et al. 2016), herangezogen. Über die Hälfte der in BATSTORM berücksichtigten Projekte werden/wurden ausschließlich in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt, die Mehrheit der verbleibenden Projekte besitzt mindestens einen deutschen Konsortialpartner, so dass die vorliegende Studie auch für den nationalen F&E Stand als repräsentativ betrachtet werden kann.

Im Rahmen des BATSTORM Projektes wurden auf Basis weltweiter wissenschaftlicher Publikationen die im Fokus der Wissenschaft stehenden elektrochemischen Energiespeichertechnologien als auch die einhergehenden Herausforderungen herausgearbeitet. Letztere werden als kritisch für die Verbesserung derzeitiger elektrochemischer Energiespeicher als auch für die Verwirklichung zukünftiger Technologien angesehen. Diese Kernherausforderungen teilen sich auf drei Ebenen auf.

- Die *Materialebene* widmet sich auf Zellniveau der Verbesserung und Entwicklung neuer Materialien für Elektroden, Elektrolyten, Separatoren, Katalysatoren etc.
- Auf der *Systemebene* werden das thermische und elektrische Management, Sicherheitsfragen, die Batteriezustandserkennung, Korrosion und Batteriefertigung und -design untersucht.
- Die *Integrationsebene* behandelt vor allem die Integration der elektrochemischen Speicher in das bestehende Netz (Energiemanagement, Kontrollalgorithmen und Kommunikationsinfrastruktur), wobei jedoch Konzepte wie grid-to-vehicle (G2V), vehicle-to-grid (V2G), second-life und hybride Systeme ebenfalls berücksichtigt werden. Die Studie ist unter (Schledde et al. 2016) abrufbar.

Die Verteilung der in der EU durchgeführten Projekte auf die Kernherausforderungen ist in den folgenden drei Abb. 2-1 – Abb. 2-3 dargestellt. Diese wurden der BATSTORM Studie entnommen.

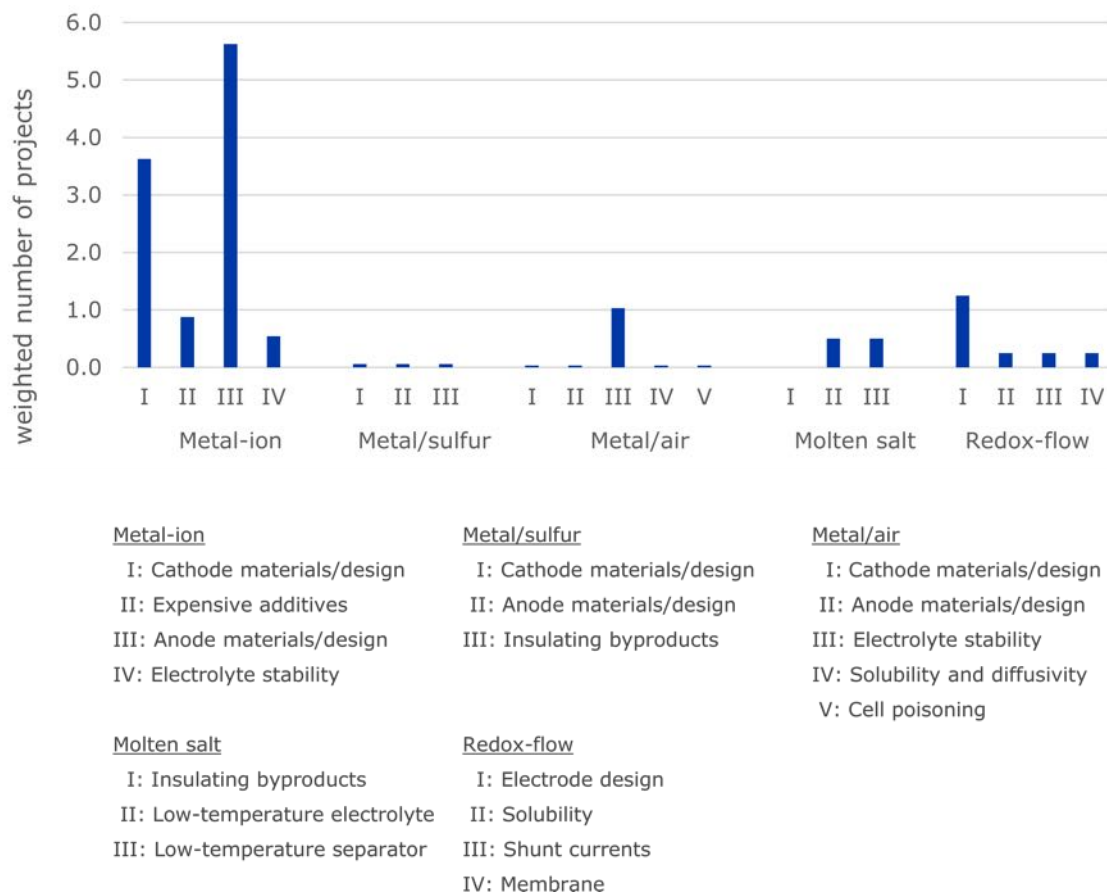


Abb. 2-1 Verteilung der Projekte auf die Kernherausforderungen auf der Materialebene

Quelle: Schledde et al. (2016)

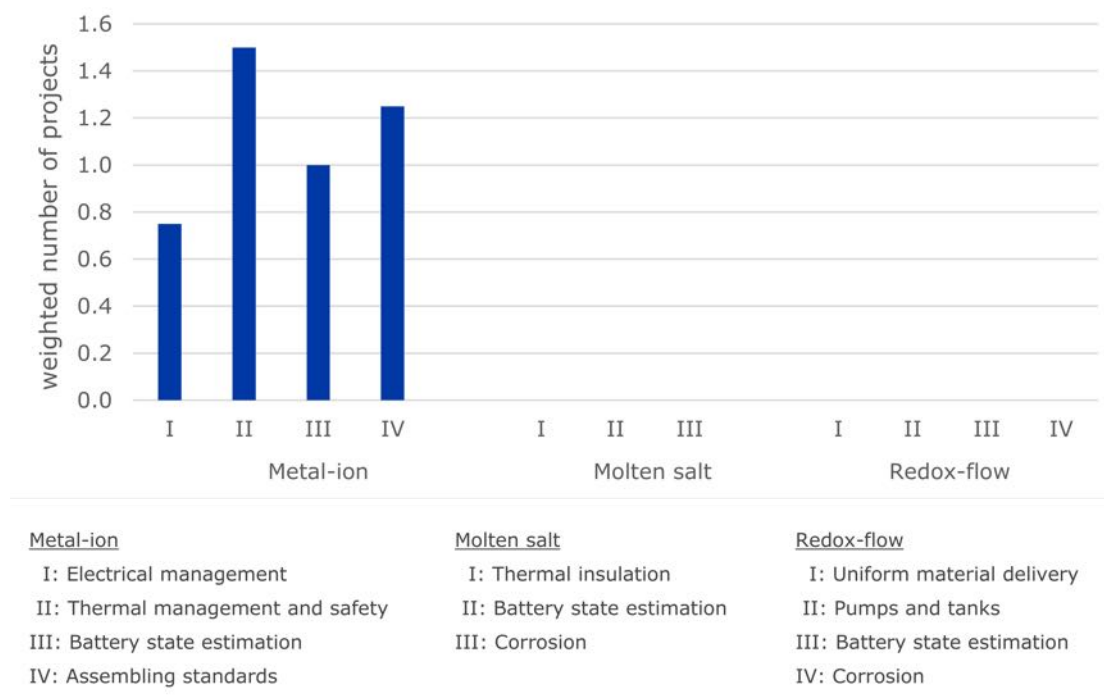


Abb. 2-2 Verteilung der Projekte auf die Kernherausforderungen auf der Systemebene

Quelle: Schledde et al. (2016)

Aus Abb. 2-1 und Abb. 2-2 wird ersichtlich, dass der derzeitige F&E Fokus auf der Weiterentwicklung der Lithium-Ionen Technologie liegt, sowohl auf der Material- als auch auf der Systemebene. Zukünftige Technologiekonzepte spielen derzeit noch eine untergeordnete Rolle.

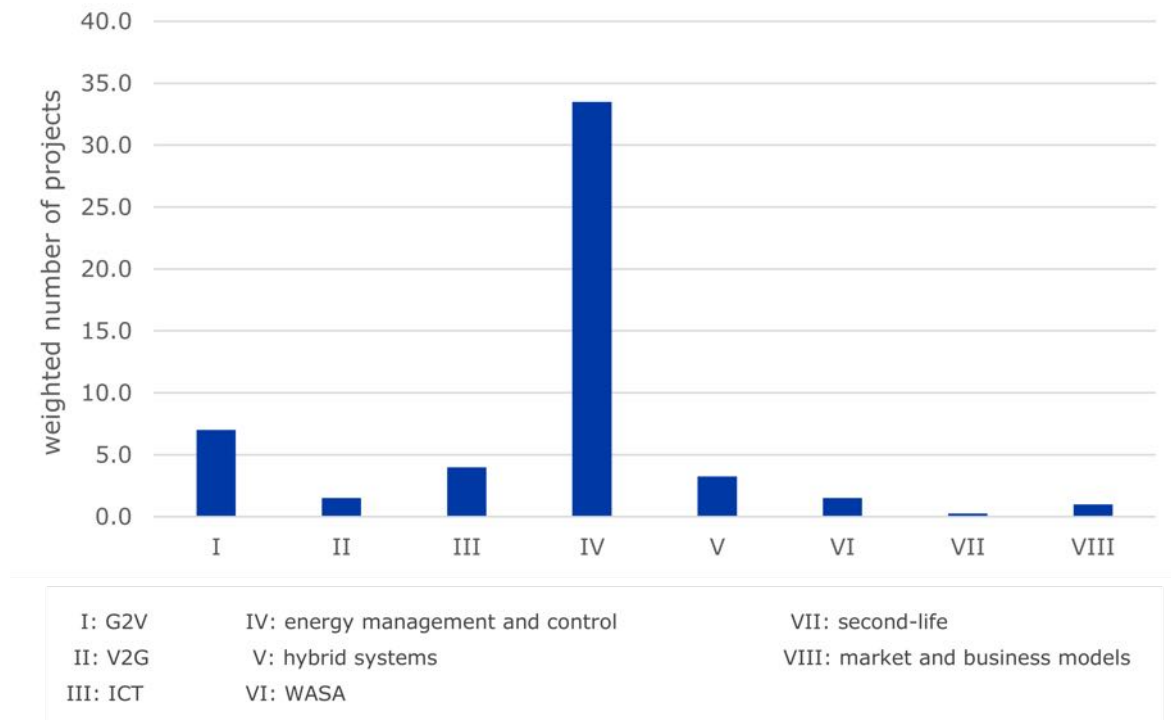


Abb. 2-3 Verteilung der Projekte auf die Kernherausforderungen auf der Integrationsebene

Quelle: Schledde et al. (2016)

Auf der Integrationsebene (Abb. 2-3) liegt der Schwerpunkt der F&E Projekte auf dem Energiemanagement und den Kontrollmechanismen, die vor allem Strategien zur Integration erneuerbarer Energien beinhalten. Hier stehen alternative Konzepte wie second-life und hybride Systeme nicht im Fokus der derzeitigen F&E Projekte.

Eine Gegenüberstellung aller drei Ebenen in Abb. 2-4 zeigt ein deutliches Ungleichgewicht in Bezug auf die behandelten Ebenen. Hierbei widmen sich ein Großteil der Projekte der Integration elektrochemischer Energiespeicher, nur ein geringer Teil der Materialentwicklung und -verbesserung und ein verschwindend geringer Teil der Systemebene und dem damit verbundenen Batteriemanagement und der Sicherheit von Energiespeichern.

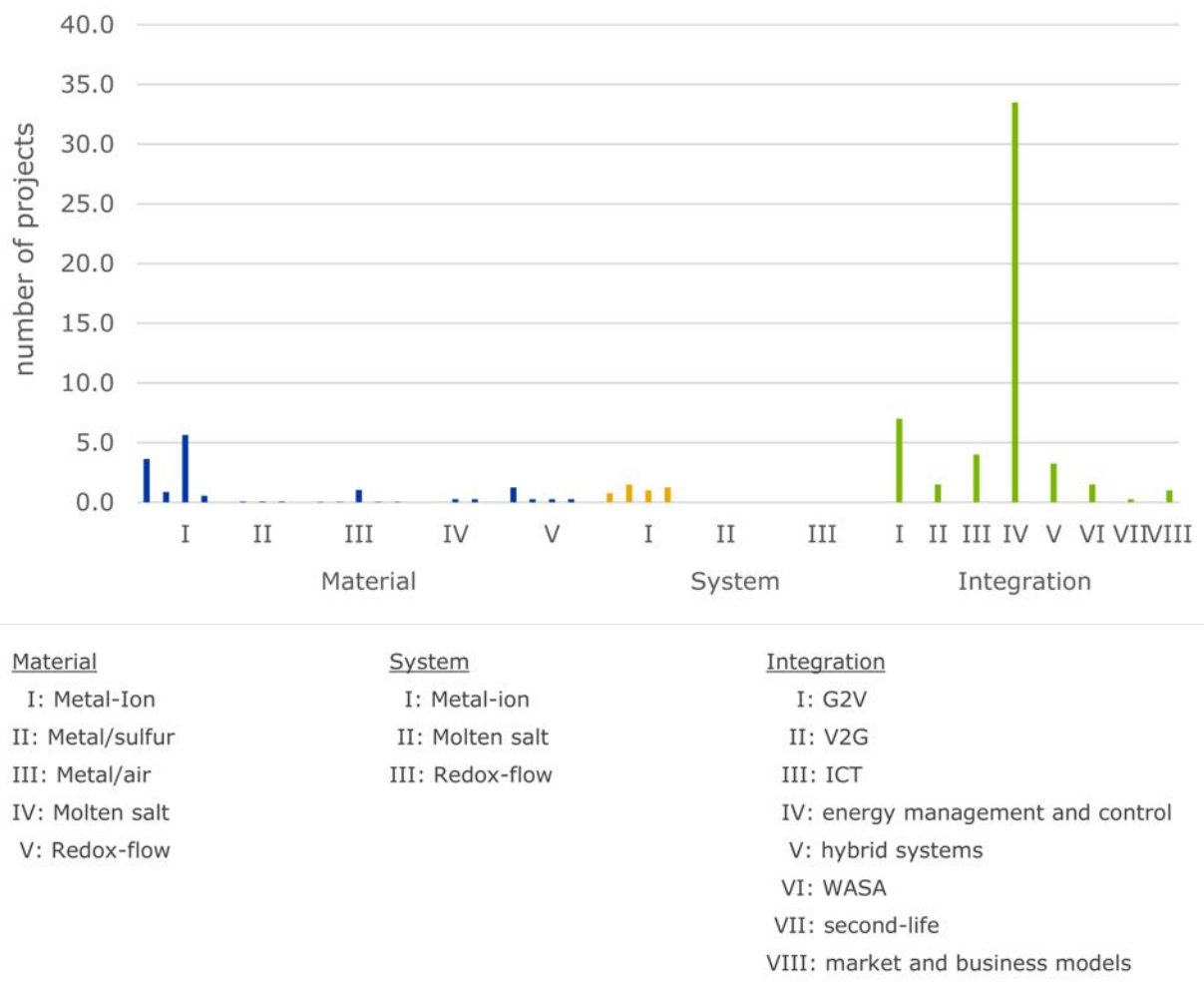


Abb. 2-4 Verteilung der Projekte auf die Kernherausforderungen auf allen drei Ebenen

Quelle: Schledde et al. (2016)

Ein ähnliches Bild gibt auch die im Rahmen des TF_Energiewende-Projektes durchgeführte Onlineumfrage wieder. Das höchste zukünftige Marktpotenzial wird der Lithium-Ionen Technologie zugeschrieben. Erst hiernach werden neue Technologien wie post-Lithium, Li/S, Redox-flow und Na-basierte Batterien genannt. Ein besonders hohes Marktpotenzial wird den Bereichen Recycling, neue Elektrolyte, second-life Anwendungen sowie dem Batteriemanagement zugeschrieben (Ifo et al. 2017).

Der Forschungsbedarf deckt sich überwiegend mit dem Marktpotenzial, jedoch verlagert sich hier der Schwerpunkt von der Lithium-Ionen Technologie zu post-Lithium-Ionen Technologien (Abb. 2-5). Auch hier sieht man einen hohen Forschungsbedarf in dem noch größtenteils unerschlossenen Thema Recycling, der Erforschung neuer Elektrolyte auf der Materialebene, dem Batteriemanagement auf der Systemebene und second-life Konzepten auf der Integrationsebene.

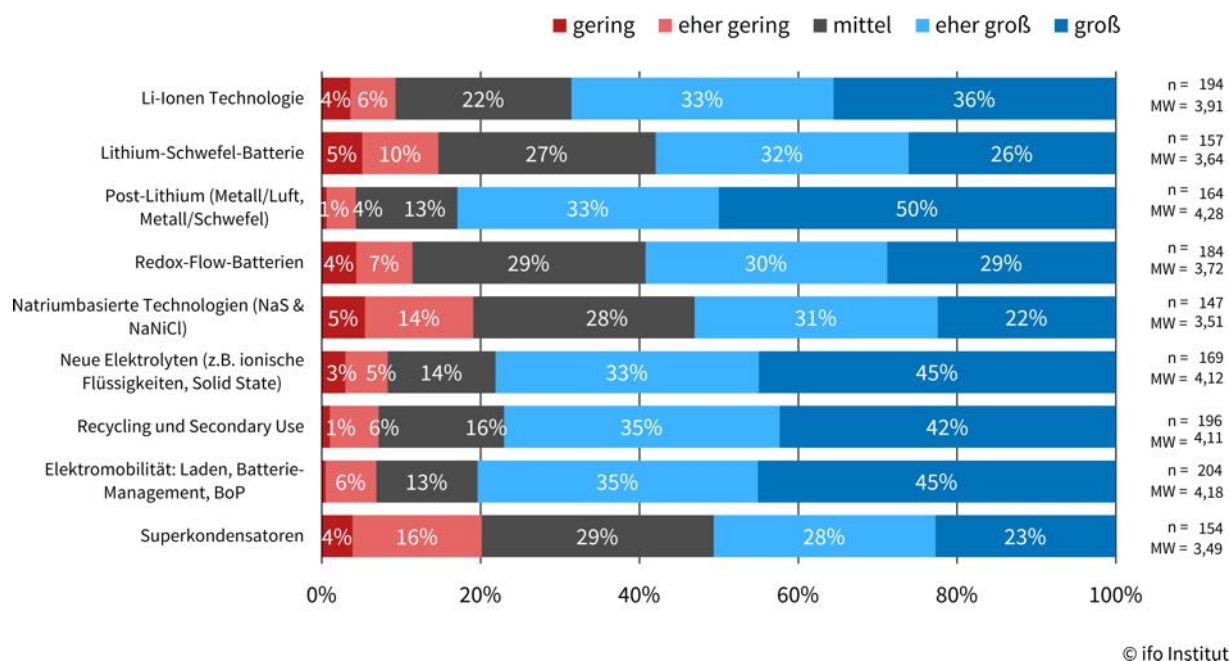


Abb. 2-5 Onlineumfrage zum Forschungsbedarf nach Technologien

Quelle: Ifo et al. 2017

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Bei der Bewertung der Länge der Vorlaufzeiten, d. h. der Dauer bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage für ein Technologiefeld in Deutschland, werden die folgenden im Fokus der Forschung und Entwicklung stehenden Technologien untersucht:

- Redox-flow Technologie
- Na-basierte Technologie
- Lithium/Schwefel Technologie
- Lithium/Luft und post-Lithium-Ionen Technologien

Die Lithium-Ionen Technologie wird bei der Bewertung der Vorlaufzeit ausgenommen, da es sich hierbei bereits um eine auf dem kommerziellen Markt etablierte und weit verbreitete Technologie handelt. Hierbei sei jedoch darauf hingewiesen, dass auch bei der Lithium-Ionen Technologie nach wie vor ein hohes Potenzial in Bezug auf Materialoptimierung und Systementwicklung besteht.

Die Maturität der Redox-flow Technologie wurde bereits im Rahmen einer Vielzahl von F&E Projekten demonstriert. Beispiele hierfür sind:

Deutschland:

- Project brine4power: EWE Gasspeicher: Redox-flow, 720 MWh;
<https://www.ewe-gasspeicher.de/en/home/b4p>
- Hybrid energy storage system Braderup: Energiespeicher Nord GmbH & Co. KG; Kombination von Lithium-Ionen und Vanadium Redox-flow, insgesamt 3 MWh;
<http://www.bosch-presse.de/pressportal/de/en/braderup-energy-storage-facility-comes-on-stream-42673.html>

China:

- National Wind and Solar Energy Storage and Transmission Demonstration Project: Kombination von Lithium-Ionen, Na/S und Redox-flow, insgesamt 71 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/155>

USA:

- Primus Power Modesto Wind Firming Energy Farm: Redox-flow, 112 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/9>
- Painesville Municipal Power Vanadium Redox Battery Demonstration: Vanadium Redox-flow, 8,64 MWh; <https://www.energystorageexchange.org/projects/27>
- Prudent Energy VRB-ESS - Gills Onions, California: Redox-flow, 3,6 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/2>

Dies deutet darauf hin, dass die Vorlaufzeiten der Redox-flow Technologien bis zur Kommerzialisierung als eher gering eingestuft werden können. Nichtsdestotrotz besteht nach wie vor ein großer Forschungsbedarf auf dem Gebiet der Separatoren und neuer Zellchemien, z. B. Hybrid-Systeme und organische Redox-flow Batterien, um die Kosten insbesondere für die sehr teuren Ionen-Austauschmembranen sowie die Aktivmaterialien zu reduzieren.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Redox-flow Technologie

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Ähnlich verhält es sich im Fall der Na-basierten Technologien. Auch wenn sich diese Technologien innerhalb Deutschlands noch eines geringen Interesses erfreuen, werden Na-basierte Batterien vor allem in den USA vorangetrieben und ihre Verfügbarkeit für den kommerziellen Einsatz in Großprojekten (und diversen kleineren) demonstriert:

USA:

- Yerba Buena Battery Energy Storage System Pilot Project: Na/S, 28 MWh;
<https://cleantechnica.com/2015/10/15/yerba-buena-4-mw-28-mwh-energy-storage-project-recognized-innovative/>
- Milton NaS Battery Energy Storage System: Na/S, 12 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/268>
- Churubusco NaS Battery Energy Storage System: Na/S, 12 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/269>
- Bluffton NaS Energy Storage System: Na/S, 12 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/271>
- PG&E Vaca Battery Energy Storage Pilot Project: Na/S, 14 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/190>
- Wind-to-Battery MinnWind Project: Na/S, 7 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/39>
- Charleston Energy Storage Project: Na/S, 7,2 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/182>

Kanada:

- WEICAN Durathon Battery Project: Na/NiCl, 2 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/1299>
- BC Hydro Battery Energy Storage Project: Na/S, 6,5 MWh;
<https://www.energystorageexchange.org/projects/532>

China:

- National Wind and Solar Energy Storage and Transmission Demonstration Project (siehe oben)

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Na-basierten Technologien

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Die Lithium/Schwefel Technologie findet bereits in einigen wenigen Feldern Anwendung, ist aber nach wie vor eine Nischentechnologie. Die fehlende Zyklenstabilität

und die noch geringe Energiedichte verhindern derzeit einen breiten kommerziellen Einsatz (Dr. H. Altheus, Fraunhofer IWS in Bloch 2014). Um eine konkurrenz- und marktfähige Technologie zu etablieren, ist bei der Lithium/Schwefel Technologie noch ein hoher Forschungsbedarf im Bereich der degradierenden Mechanismen auf Zellebene notwendig (insbesondere Degradation des Elektrolyten an der Anode, Verlust des Aktivmaterials und Shuttle-Effekt, Bruce et al. 2011, Fang und Peng 2015, Yin et al. 2016).

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Li/Schwefel Technologie

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Lithium/Luft und post-Lithium-Ionen Technologien weisen die längsten Vorlaufzeiten bis zur Inbetriebnahme kommerziell verfügbarer Zellen/ Systemen auf. Diese Technologien befinden sich teilweise noch im Status der Grundlagenforschung. In Bezug auf diverse Komponenten der Zellen werden Fragen nach der grundlegenden Funktionalität, Realisierbarkeit und Reversibilität der elektrochemischen Vorgänge untersucht.

Eine ausreichende Reversibilität und Zyklenzahl sowie eine entsprechend hohe Energiedichte, die mit bereits verfügbaren elektrochemischen Energiespeichern konkurrieren kann, ist derzeit nicht gegeben.

Tab. 3-4 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Li/Luft und post-Lithium-Ionen Technologien

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Das Technology Readiness Level (TRL) des gesamten Technologiefeldes ist sehr heterogen. Insgesamt kann für das Technologiefeld ein TRL von 9 angegeben werden, da eine Vielzahl kommerzieller Systeme am Markt existieren (insbesondere Lithium-Ionen). Für das Technologiecluster T1 (Lithium-Ionen, NaS, NaNiCl, VRFB) existieren bereits nachweislich kommerzielle Systeme und Produkte am internationalen Markt. Im Technologiecluster T2 (Li/S) existieren zwar bereits erste kommerzielle Zellhersteller, jedoch erfolgten auf Systemebene überwiegend Demonstrationen und Prototypentests. Es wird also TRL 7 erreicht. Die grundsätzliche Funktionsfähigkeit von Li/Luft Systemen im Technologiecluster T3 konnte im Labor gezeigt werden, jedoch fand noch keine Demonstration als solches statt, die Technologie befindet sich also in TRL 4.

Tab. 3-5 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes elektrochemische Speicher

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2	T3
Grundlagenforschung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level, TF = Technologiefeld

T1 = Technologiecluster Nr. 1 (Lithium-Ionen, NaS, NaNiCl, VRFB), T2 = Technologiecluster Nr. 2 (Li/S), T3 = Technologiecluster Nr. 3 (Li/Luft)

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko**Bewertung Lithium-Ionen Batterien****Tab. 3-6 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (Lithium-Ionen)**

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Risiken Materialebene

Zur Verbesserung der Energiedichte werden in naher Zukunft Kohleverbundwerkstoffe oder Legierungen eingesetzt. Aktuelle Hürden auf dem Gebiet der C-Si-Anoden sind strukturelle Instabilitäten während der ersten Zyklen und die temperaturinduzierte Volumenexpansion und Oberflächen- und Grenzflächenphänomene, die gelöst werden müssen, um ihre spezifische Kapazität zu erhöhen. Die verschiedenen Kathodenmaterialien sehen sich unterschiedlichen Herausforderungen gegenüber. Das vielversprechendste Schichtoxid ist die Nickel-Mangan-Cobalt (NMC)-Technologie. Allerdings ist es sinnvoll den Kobaltanteil zu reduzieren, um die Kosteneffizienz zu verbessern. Um diese nickelreichen Materialien zu realisieren, muss die Nickelstörung (Nickel anstelle von Lithium in der Lithiumposition) adressiert werden. Die Lithium-Mangan-Oxid- (LMO)-Spinell-Kathode hingegen ist durch ihre geringe Spannungslage unter Evolutionsdruck. Ein möglicher Weg, um dieses Problem zu überwinden, ist die Entwicklung von Hochspannungsspinellen unter der Verwendung von Chrom, Kobalt, Eisen und Kupfer. Nanostrukturierte Spinelle werden derzeit untersucht, um die Leistungsfähigkeit der LMO-Spinell-Kathoden weiter zu verbessern. Ein kritischer Parameter ist in diesem Fall die höhere Löslichkeit von Mangan (Strukturschaden). Eine weitere Kathodenart basiert auf Lithium-Eisen (Ferrum) - Phosphat (LFP). Diese Kathoden leiden unter vergleichsweise geringer elektrischer und ionischer Leitfähigkeit. Insbesondere ist die geringe elektrische Leitfähigkeit derzeit einer der Schwerpunkte bei der Erforschung von LFP-Werkstoffen und wird derzeit über eine mögliche Kohlenstoffbeschichtung von LFP-Partikeln adressiert.

Die elektrochemische Stabilität des Elektrolyten ist die schwierigste Hürde für die Realisierung eines Hochspannungssystems. Derzeit sind Elektrolyte stabil bis 4,3 V gegen Lithium. Die obere Spannungsgrenze muss erhöht werden, wenn eine höhere Energie- und Leistungsdichte angestrebt wird. Weiterhin werden neue Verbundwerkstoffe von leitfähigen Salzen untersucht, die eine verbesserte Hochspannungsstabilität und eine verminderte Auflösung der Kathode und des Anodenmaterials ermöglichen (Korthauer 2013).

Risiken Systemebene

Unter den hier dargestellten elektrochemischen Speichern stellt die Lithium-Ionen Technologie die am weitesten entwickelte Technologie dar. Einhergehend damit wird auch die Systemebene dieses Speichers in den Fokus der Wissenschaft verlagert. Hierbei stehen das thermische Management und die Erforschung neuer Heiz- und Kühlkonzepte (z. B. Phase-Change-Materials – PCM) im Vordergrund, um die Lithium-Ionen Batterie im sicheren Temperaturbereich zu betreiben und gleichzeitig eine lange Haltbarkeit zu garantieren, sowie das elektrische Management in Form von Algorithmen- und Softwareentwicklung zur Zustandsbestimmung und zur Ausbalancierung der Einzelzellen des Systems.

Mit zunehmender Maturität der Systemebene gewinnen eine die Genauigkeit der Zustandsbestimmung des Batteriesystems (z. B. für eine Reichweitenprognose in der Elektromobilität, aber auch die Sicherheit und Haltbarkeit der Systeme), Alterungsphänomene und -prognosen in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen und Recycling

zunehmend an Bedeutung (Alotto et al. 2014, Bandhauer et al. 2011, Hueso et al. 2013, Saw et al. 2016).

Bewertung NaS und NaNiCl

Tab. 3-7 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (NaS)

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Tab. 3-8 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (NaNiCl)

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Risiken Materialebene

Um ihr Potenzial einer sehr niedrigen Entladungsrate, einer hohen Zykluszahl und einer langen Lebensdauer und einer relativ einfachen Fertigung voll auszuschöpfen, müssen insbesondere Tieftemperatur-Materialien entwickelt werden. Das kostengünstige und hochverfügbare aktive Material, insbesondere im Vergleich zu Lithium, macht die geschmolzene Salzbatte zu einem vielversprechenden Kandidaten für eine langfristige Technologie in der stationären Energiespeicherung (Hueso et al. 2013).

Die Anode des Natrium-Schwefelsystems trägt die Gefahr des Natrium-dendritischen Wachstums und damit der Zerstörung der Zelle. Die Natrium-Nickel-Chlorid-Batterie umgeht das Problem durch die Verwendung von reinem Natrium in flüssiger Form (Hueso et al. 2013).

Im Falle der Natrium-Schwefel-Technologie wird β -Aluminiumoxid als Festelektrolyt (BASE) verwendet, der gleichzeitig als Separator für beide Elektroden dient. In der Natrium-Nickel-Chlorid-Batterie dient geschmolzenes NaAlCl_4 als Elektrolyt. NaAlCl_4 erfordert eine hohe Temperatur in seiner flüssigen Form und das β -Aluminiumoxid verlangt hohe Temperaturen, um eine ausreichend hohe Natriumionenleitfähigkeit in der Festphase zu gewährleisten. Abgesehen von den anspruchsvollen thermischen Bedingungen ist die dünne und zerbrechliche β -Aluminiumoxid-

Keramik anfällig für Brüche und Risse, die zu einem unerwünschten Kontakt und einer unkontrollierten Reaktion zwischen geschmolzenem Natrium und geschmolzenem Schwefel führen können. Um eine Niedertemperatur-Schmelzsalzbatterie (<200 °C) zu erreichen, müssen neue Elektrolyt- und Separatormaterialien gefunden werden, die eine hohe Ionenleitfähigkeit, thermodynamische Stabilität, chemische Verträglichkeit und einen guten Kontakt zwischen beiden Elektroden in einem festen Zustand bieten. Verschiedene Kandidaten werden derzeit untersucht, wie Glaskeramiken und der vielversprechende NASICON, welcher mit Betriebstemperaturen von 90°C benötigt und somit alle Komponenten in der festen Phase bleiben (Hueso et al. 2013).

Risiken Systemebene

Die größte Herausforderung der Na-basierten Batterien auf der Systemebene ist die erforderliche, hohe Temperatur des geschmolzenen Salzes. Hierbei stellen hohe Temperaturen kein Sicherheitsrisiko dar, sondern sind sogar Voraussetzung für die Funktionsweise, d. h. eine gute thermische Isolierung und Minimierung der thermischen Verluste (z. B. durch Volumenvergrößerung) muss gewährleistet sein. Des Weiteren benötigt das System auch bei Nichtbenutzung ein zusätzliches Heizsystem, um den flüssigen Zustand des Salzes zu erhalten, und stellt damit eine zusätzliche Komponente dar, die zur Komplexität des Systems beiträgt.

Neben dem thermischen Management stellen die hohen Temperaturen und das geschmolzene Salz eine weitere Herausforderung in Bezug auf Korrosion der Materialien dar. Für die Na-basierten Technologien ist die Entwicklung von widerstandsfähigen jedoch gleichzeitig kostengünstigen Materialien für Gehäuse, Dichtungen, etc. ein weiteres abzudeckendes F&E Feld (Arora et al. 2016, Hueso et al. 2013, Saw et al. 2016).

Bewertung Redox-flow

Tab. 3-9 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (VRFB)

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Risiken Materialebene

Eine Eigenschaft des Redox-flow-Systems ist deren langsame Kinetik in beiden Elektroden. Infolgedessen sind eine große aktive Oberfläche und / oder Katalysatoren notwendig, um die trägen Reaktionen zu kompensieren. Dies wird durch hochporöse Elektroden (poröse Kohlenstoffe, aber auch Metallschäume und Maschen) realisiert, um die aktive Oberfläche zu maximieren. Auf der anderen Seite müssen sehr gewundene Strukturen vermieden werden, da sie die Durchlässigkeit reduzieren und

im Widerspruch zu der Minimierung von Druckabfall und Pumpkosten stehen. Eine weitere Anforderung an die Elektrodenkonstruktion ist eine gleichmäßige Porengrößenverteilung, um tote Zonen und einen erhöhten ohmschen Widerstand aufgrund der stark diffusionsbeschränkten und damit nicht genutzten Mikrostrukturen zu vermeiden. Weitere Gründe für die unvollständige Nutzung der aktiven Flächen und der Masse- / Ladungstransportbeschränkungen sind Gaseinschlüsse (H_2 und O_2) an der Elektrodenoberfläche und Niederschlag von Reaktanten welche in der Elektrode zum einen zersetzt und Porenverstopfung hervorruft. Bei höheren Stromdichten dominieren Transportverluste durch die dramatische Verarmung an aktiver Spezies, die ganze Abschnitte der Elektroden wirkungslos werden lassen. Darüber hinaus führt eine ungleichmäßige Permeabilität auf der Stapelebene sowie großräumige Heterogenitäten, die durch Montagetoleranzen oder ungleichmäßige thermische Ausdehnung verursacht werden, zu einer Umgehung von großen Abschnitten der Elektroden und / oder Zellen. Im Falle von Hybrid-Redox-flow-Batterien, die aus einer Galvanisiermetallelektrode bestehen, werden poröse Elektroden aufgrund von Porenverstopfung umgangen. Auf diese Weise ist nur eine kleine aktive Fläche verfügbar und Ionendiffusionsabstände werden erhöht (Alotto et al. 2014, Weber et al. 2011).

Die meisten der Redox-flow-Batterietypen basieren auf wässrigen Elektrolyten. Die geringe elektrochemische Stabilität von Wasser erfordert ein niedriges Leerlaufpotential, um die Bildung von H_2 und O_2 zu verhindern. Weiterhin führt das Strömungsprinzip zu großen transversalen Gradienten der elektrolytischen Lösung zu den Stellen der Elektrode und damit zu einer reduzierten Stromdichte und parasitären Reaktionen wie Gasentwicklung und Elektrodenabbau in den verarmten Bereichen. Dennoch sollte eine maximale Verwendung der Reaktanten und Onkel angestrebt werden, um die eingesetzte und gespeicherte Energie zu effizient zu nutzen. Der Massentransport und die Stromdichte und damit die Energiedichte sind durch die Konzentrationen der aktiven Spezies beschränkt. Das heißt die Energiedichte wird durch die am wenigsten lösliche Spezies bestimmt. Eine unzureichende Versorgung führt zu einer erhöhten Konzentrations- und/oder Pumpkraft. Die Löslichkeit kann durch Temperaturregelung erhöht werden, andererseits muss der temperaturabhängige Niederschlag der Lösung vermieden werden. Aufgrund der Leitfähigkeit des ionenhaltigen Elektrolyten treten in der elektrolytischen Phase Bypassströme (Shuntströme) auf, die in einem signifikanten Leistungsverlust und Spannungsabfall resultieren. Darüber hinaus macht die ionische Natur der elektrolytischen Lösung das Redox-flow-System hochgradig korrosiv für Dichtungen, Pumpen und weitere Gehäuseteile und beschränkt die Wahl der Materialauswahl und erhöht ihre Kosten (Alotto et al. 2014, Weber et al. 2011).

Die Ionenaustauschmembran zwischen Anolyt und Katholyt ist die Schlüsselkomponente im Redox-flow-System. Die erfolgreichste Nafion®-Membran hat noch enorme Kosten, einen hohen aktiven Ionenübergang und eine niedrige Ionenselektivität.

Die Membran muss mehrere teilweise entgegengesetzte Forderungen erfüllen. Es muss eine hohe Leitfähigkeit und Permeabilität zur Verbesserung des Ladungstransports und zur Verringerung der ohmschen Verluste, die die dominierende Zellresistenz sind, eine hohe Selektivität zur Vermeidung von unerwünschtem Ionenübergang und damit reduzierter Effizienz oder entgegengesetzter Halbzellenvergiftung und chemischer Stabilität gegenüber allen beteiligten Spezies liefern können. Darüber

hinaus kann eine erhöhte Selektivität den leitungsverringenden Transport von Spezies verringern. Diese bereits anspruchsvollen Anforderungen müssen zu geringen Kosten realisiert werden.

Risiken Systemebene

Auf der Systemebene steht die Redox-flow Technologie vor ganz neuen Herausforderungen. Im Gegensatz zu anderen elektrochemischen Energiespeichern ist hierbei die erhebliche Größe der Elektrolyttanks und des zusätzlichen Pumpsystems zu nennen.

Eine optimale Flussrate sowie eine gleichmäßige Versorgung der porösen Elektrode mit aktiven Spezies stellen die größten Herausforderungen in der Realisierung großer Redox-flow Systeme dar (Alotto et al. 2014, Arora et al. 2016, Hueso et al., Saw et al. 2016, Weber et al. 2011).

Bewertung Li/Schwefel

Tab. 3-10 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (Li/S)

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Risiken Materialebene

Systeme, die auf metallischem Lithium basieren, haben das intrinsische Risiko von Kurzschlüssen aufgrund des Wachstums von Dendriten, eine geringe Flexibilität und chemische Stabilität der Polysulfide (Korrosion und Polarisierung der Anode) und sowie eine geringe Stabilität des Elektrolyten (Bildung einer instabilen Solid Electrolyte Interphase (SEI)) und zeigen zudem große Volumen- und Oberflächenveränderungen. Darüber hinaus bewirkt die hohe Reaktivität von metallischem Lithium ein verstärktes SEI-Wachstum und die Abscheidung von unlöslichem Li_2S und Li_2S_2 auf der Anode. Die anspruchsvolle Aufgabe, die Chemie und die Morphologie des SEI zu kontrollieren, sowie die Stabilität der Anode zu gewährleisten wird derzeit über lithiierten Kohlenstoff und Lithiumlegierungen untersucht (Bruce et al. 2011, Fang und Peng 2015, Yin et al. 2016).

Eine schlechte Wiederaufladbarkeit und eine begrenzte Ladungsaufnahme aufgrund des isolierenden und festen Li_2S und Schwefel sind die Hauptprobleme auf der Kathodenseite. Die Begrenzung der Leistungsfähigkeit macht eine hochleitende Kathodenmatrix erforderlich (z. B. elektroaktive Polymere und Kohlenstoffe). Wenn während des Shuttle-Effekts unlösliche Li_2S_2 und/oder Li_2S entstehen, wird das Entladeprodukt auf der Anode und im Separator abgeschieden, was zu einem Verlust an Konnektivität und einem irreversiblen Verlust an aktivem Material führt. Hohe Volumen- und Morphologieänderungen aufgrund von Auflösung und Abscheidung von Schwefel und daraus resultierenden Konnektivitätsverlusten erfordern eine hochlei-

tende Matrix mit großer Oberfläche und Flexibilität, eine hohe Schwefelaffinität (Dotierten Kohlenstoff) und eine Kern-Schale-Struktur, um Volumenänderungen zu verhindern und als Schwefel-Wirt zu dienen (Bruce et al. 2011, Fang und Peng 2015, Yin et al. 2016).

Aktuelle Elektrolyte der Lithium-Schwefel-Batterie sind giftig, entflammbar und besitzen keine chemische Stabilität. Es wurde gezeigt, dass die Schwefelreduktionsstufen mit Carbonat-basierten Elektrolyten reagieren. Während Äther-basierte Elektrolyte aufgrund einer höheren Löslichkeit für Poly-Sulfide eine gute Schwefelausnutzung bieten, reagieren sie mit metallischem Lithium zu einem instabilen SEI. Daher sind neue Elektrolytkonzepte oder Mischungen von Lösungsmitteln, Additiven (z. B. LiNO_3 und Kupferacetat) und hohe Salzkonzentrationen notwendig, die eine stabile und flexible SEI bilden und den Shuttle-Effekt verhindern.

Zukünftige und all-solid-state-Lösungen sind Forschungsgegenstand und verringern potenziell den Shuttle-Effekt und erhöhen die Beständigkeit der Schwefel-Elektrolyt-Grenzfläche, jedoch prägt diese Technologie eine niedrigere Ionenleitfähigkeit aus (Bruce et al. 2011, Fang und Peng 2015, Yin et al. 2016).

Risiken Systemebene

Die Lithium/Schwefel Technologie befindet sich auf der Materialebene auf einem teilweise noch grundlegenden Niveau der Forschung. Trotz bereits erster funktionierender Systeme sind die Degradationsphänomene ein limitierendes und noch zu lösendes Problem. Diese finden auf Zellebene statt, so dass Komplettsysteme (noch) nicht im Fokus der Forschung stehen. Es ist jedoch anzunehmen, dass für Lithium/Schwefel Batterien ähnliche Herausforderungen auf der Systemebene bereitstehen wie bereits bei der Lithium-Ionen Technologie.

Bewertung Li/Luft

Tab. 3-11 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld elektrochemische Speicher (Li/Luft)

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Risiken Materialebene

Metallische Lithium-basierte Batterien tragen das Risiko von Kurzschlüssen als Folge des dendritischen Wachstums. Fraktionen, Verlust der Leitfähigkeit und Verdickung des SEI können durch grobe (Re-) Bildung von Lithium- und Großvolumenänderungen verursacht werden. Darüber hinaus ist es schwierig, die Chemie und die Morphologie des SEI aufgrund der hohen Reaktivität von metallischem Lithium zu kontrollieren. Die SEI muss leitfähig für Lithium-Ionen und flexibel für Volumenänderungen sein, aber das dendritische Wachstum verhindern.

Wässrige Systeme erfordern aufgrund der hohen Reaktivität mit Wasser eine stabile Lithiumschutzschicht. Jedoch erhöhen große Dicken der Wasserschutzschicht den Widerstand, während dünne Schichten schwer herzustellen sind. Daher werden Hybridsysteme aus wässrigen und nicht-wässrigen Elektrolyten untersucht. Darüber hinaus blockiert das ausgefällte Entladungsprodukt die Lithium-Anoden-Schutzschicht (Bruce et al. 2011, Christensen et al. 2012, Rahman et al. 2013).

Bifunktionelle Katalysatoren oder ein Drei-Elektroden-Design (Anode und zwei Kathoden für Ladung und Entladung) sind erforderlich, um die Kinetik während der Ladung und Entladung zu verbessern. Bei wässrigen Systemen ist die Notwendigkeit geeigneter Katalysatoren aufgrund der kinetisch langsameren Sauerstoffreduktionsreaktion (ORR) und der Sauerstoffentwicklungsreaktion (OER) noch dringender. Allerdings sind die derzeit untersuchten Katalysatoren teuer, (elektro-) chemisch instabil und ihre Funktionalität noch nicht vollständig verstanden. Nicht-wässrige Systeme erfordern eine große aktive Oberfläche für die elektrochemischen Reaktionen und damit eine hochporöse Kathodenstruktur. Eine Verstopfung der porösen Struktur erfolgt auf Grund der Unlöslichkeit von Li_2O_2 . Porenverstopfung bewirkt eine Reduktion der O_2 -Transportkapazitäten und reduziert die aktive Oberfläche und die Kapazität aufgrund des unbenutzten Kathodenvolumens. Weiterhin erhöht die Passivierung der Elektrodenoberfläche als Folge von Nebenreaktionsprodukten und der isolierende Charakter von Li_2O_2 die Impedanz und das Überpotenzial zwischen dem ORR und dem OER. So muss eine Optimierung der Elektrodengestaltung über Geometrievaryation, Benetzbarkeit der porösen Struktur und Gaskanäle zur Erhöhung des O_2 -Transports vorgenommen werden. Um die Entladungsproduktverteilung zu kontrollieren, müssen Wachstumsmechanismen und der Einfluss von Defekten und Morphologie des Entladungsproduktes geklärt werden.

Wässrige Systeme erfordern eine Membran, die Li^+ blockiert und OH^- durchlässt. Darüber hinaus muss die Frage eines möglichen Kontaktbruchs mit der Elektrode durch Entladungsprodukte geklärt werden, um eine vollständige Wiederaufladbarkeit der Zelle zu gewährleisten (Cho et al. 2015, Bruce et al. 2011).

Wässrige Systeme leiden unter zwei Hauptproblemen, nämlich der Verdampfung des wässrigen Elektrolyten (was eine begrenzte Reversibilität bewirkt) und die reduzierte spezifische Energie, da die verlorene Masse an H_2O den Energiegehalt negativ beeinflusst. In Gegensatz dazu weist ein nicht-wässriges System eine geringe Diffusivität und Löslichkeit von O_2 auf. Es wurde bisher kein stabiles Lösungsmittel für einen effizienten reversiblen Prozess gefunden. Während sich Carbonat-basierte Elektrolyte bei der Entladung auflösen, zeigen Ether-basierte und Sulfoxide Instabilitäten während des Ladevorgangs. Weitere Instabilitäten können aufgrund der Anwesenheit von Zersetzungsprodukten (O_2^- und LiO_2) auftreten.

Darüber hinaus sind Fragen der Sicherheit bezüglich der aktuellen flüssigen und brennbaren Elektrolyte für zukünftige Festkörperlösungen (All-Solid-State-Systeme) noch unbeantwortet. Zusätzlich weisen Festkörper-Elektrolyte derzeit niedrige Lithium-Ionen-Leitfähigkeiten, hohe Kontaktwiderstände und Ablösung der festen Schichten auf. Darüber hinaus ist die Herstellung geeigneter Festkörperelektrolyte anspruchsvoll, insbesondere die chemischen Instabilitäten des metallischen Lithi-

ums in Kombination mit wässrigen Lösungen und bei hohen Potenzialen (Bruce et al. 2011, Christensen et al. 2012, Rahman et al. 2013).

Risiken Systemebene

Ähnlich der Lithium/Schwefel-Technologie befindet sich die Lithium/Luft Technologie auf der Materialebene noch vollständig auf dem Niveau der Grundlagenforschung. Natürlich wurden bereits erste Abschätzung für Batteriesysteme mit Einsatz in der Elektromobilität gemacht und unterschiedliche Szenarien mit und ohne externe Sauerstofftanks durchgespielt (Christensen et al. 2012), die Systemebene steht jedoch auch hier aufgrund der noch zu lösenden Herausforderungen auf der Materialebene noch nicht im Fokus der Forschung und Entwicklung.

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Tab. 3-12 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld elektrochemische Speicher (Zellebene, ohne Stromrichter und Systemkomponenten, Risikogruppe 3) nach DERA Rohstoffliste

Kritischer Rohstoff	Substitutionsmöglichkeit	Rezyklierbarkeit
Vanadium (Vn)	Nein	?
Graphit (C)	Nein	Ja
Kobalt (Co)	Nein	Ja
Mangan (Mn)	Nein	Ja
Palladium (Pd)	Ja	?

Die grundsätzliche Rezyklierbarkeit von Lithium-Ionen Batterien und der in Tab. 3-12 genannten Rohstoffe konnte z. B. im Projekt Lithorec und Lithorec 2 gezeigt werden. Für Palladium und Vanadium konnten keine Angaben hierzu ermittelt werden.

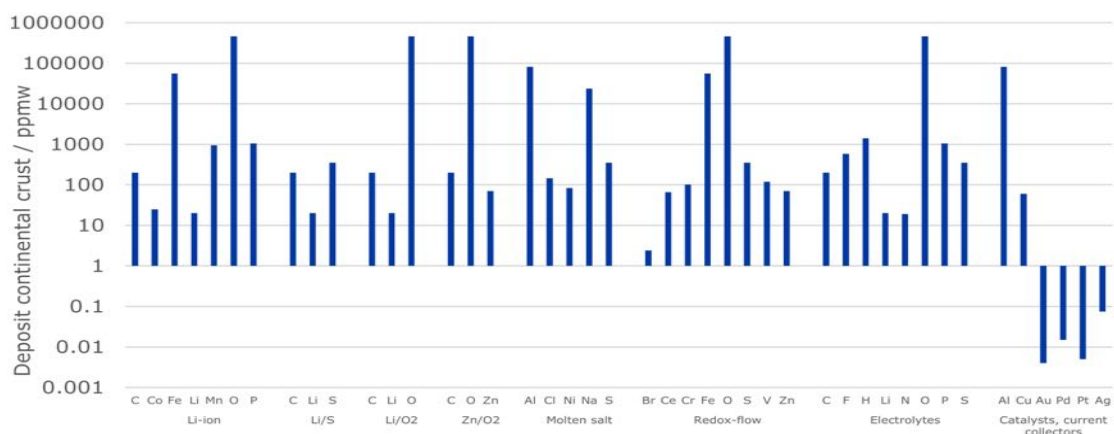


Abb. 3-1 Wichtigste verwendete Rohstoffe in elektrochemischen Speichern nach Technologien

Quelle: Schledde et al. (2016)

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Zukünftige Energiesysteme werden eine hohe Flexibilität bereitstellen müssen, so dass für elektrochemische Speicher in mehreren Anwendungen am elektrischen Netz hohe Marktpotenziale zu erwarten sind (siehe auch Abb. 1-1 und Abb. 1-2). Für Deutschland wurde ein Gesamtbedarf von 108 GWh in 2050 ermittelt (Fraunhofer IWES 2017), die aktuell installierte elektrochemische Speicherkapazität liegt also schätzungsweise erst bei ca. 0,5-1,5 % der in 2050 notwendigen installierten Speicherkapazität und wird heute im Wesentlichen durch PV-Heimspeicher und Primärregelleistung geprägt. Es ist also davon auszugehen, dass ein hohes weiteres zukünftiges Marktpotenzial für elektrochemische Speicher besteht.

In Deutschland ist in den vergangenen 4-5 Jahren zu beobachten, dass der Markt der elektrochemischen Speicher in Form von stationären Speichern vor allem in zwei Segmenten stark gewachsen ist. Ein Segment ist der Primärregelleistungsmarkt (Leistungsbereich MW/MWh) und ein weiteres Segment stellt die Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit Fotovoltaik-Anlagen auf Hausdächern dar (PV-Heimspeicher, Leistungsbereich kW/kWh).

Primärregelleistung

Für den Einsatz in der Primärregelleistung wird z. B. von Steag eine Batterieleistung von insgesamt 90 MW (6 Systeme mit je 15 MW) installiert, wodurch 45 MW als Primärregelleistung vermarktet wird (siehe Steag, 14.10.2016). Weitere Batteriesysteme werden ebenso auf dem Primärregelleistungsmarkt vermarktet, z. B. das Batterie-Projekt von WEMAG, welches von 5 MW auf 10 MW vergrößert wird (siehe WEMAG, 05.10.2016). Auch Heimbatteriesysteme sind in der Primärregelleistung aktiv, die z. B. durch BKW vermarktet werden (siehe BKW, 17.08.2016). Der Markt für Primärregelleistung erfolgt in Kooperation mit den Ländern Belgien, Niederlande, Frankreich, Schweiz und Österreich und hat mittlerweile eine Größe von fast 1.400 MW. Die Primärregelleistung, die insgesamt in Europa (entso-e) vorgehalten wird, umfasst rund 3.000 MW. Ein größeres Batteriesystem mit einer Größenordnung von 15 MW deckt somit ca. ein halbes Prozent des aktuell gemeinsamen Markts für die wöchentliche Ausschreibung von Primärregelleistung ab.

Der Marktanteil elektrochemischer Speicher an der Primärregelleistung dürfte 2016/2017 im Bereich 160 GW liegen, dieses entspricht einem Marktanteil von 27 % (Stenzel 2015).

Weiterhin wird deutlich, dass der Markt der großen stationären Speichersysteme in Deutschland von Systemen für die Primärregelleistung dominiert wird. So entspricht der Anteil der Speichersysteme für Primärregelleistung rund 62 % am gesamten Markt in Deutschland (vgl. dazu Abb. 4-2 mit 260 MW).

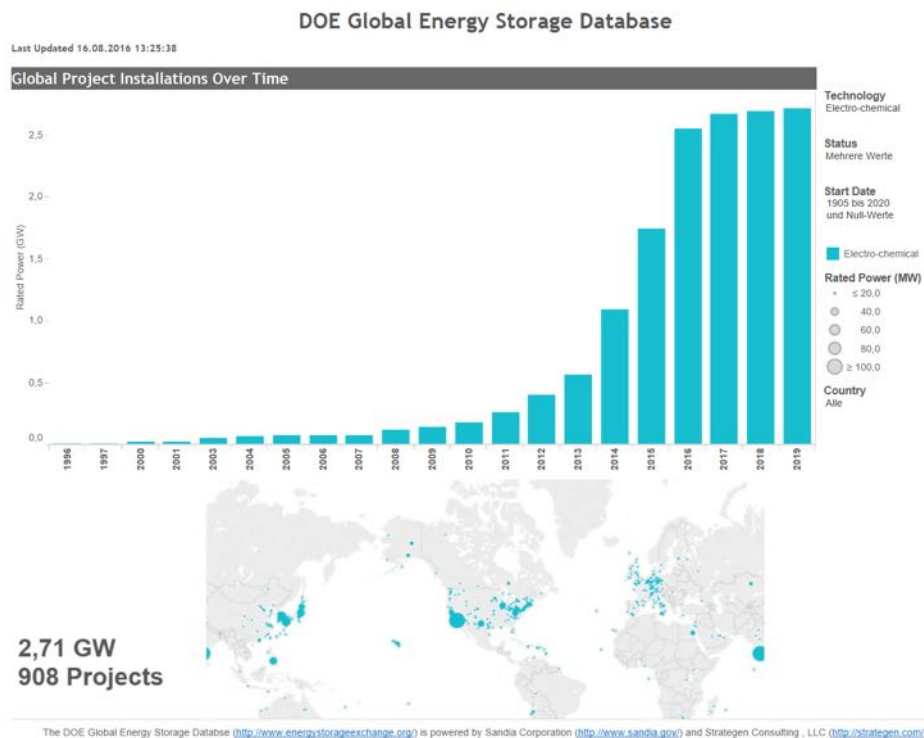


Abb. 4-1 Übersicht über weltweite installierte, geplante, angekündigte und in Bau befindliche große stationäre Speichersysteme/Projekte im Themenfeld elektrochemische Speicher

Quelle: DOE (2017)

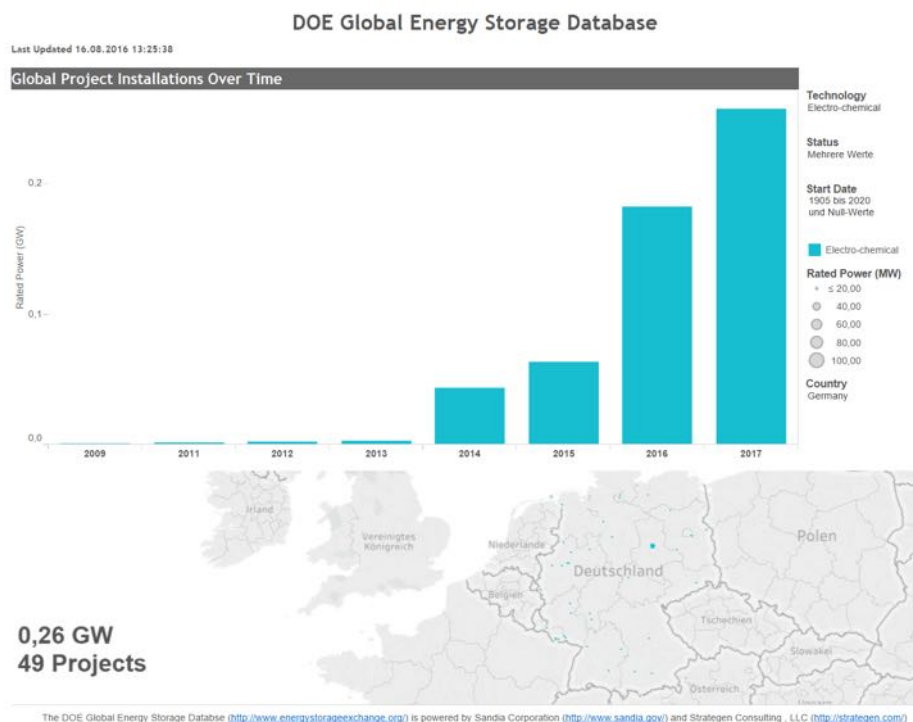


Abb. 4-2 Übersicht über in Deutschland installierte, geplante, angekündigte und in Bau befindliche große stationäre Speichersysteme/ Projekte im Themenfeld elektrochemische Speicher

Quelle: DOE (2017)

PV-Heimspeicher

„In Deutschland wurde im Jahr 2016 fast jede zweite kleine PV-Anlage zusammen mit einem Batteriespeicher installiert. Ende April 2017 waren etwa 61.000 dezentrale Solarstrom-Speicher mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von etwa 400 MWh an die deutschen Niederspannungsnetze angeschlossen. Die anspruchsvollen technischen Rahmenbedingungen der KfW-Förderung haben dabei einen messbar positiven Einfluss auf die gesamte Marktentwicklung entfaltet.“ (Figgenger et al. 2017).

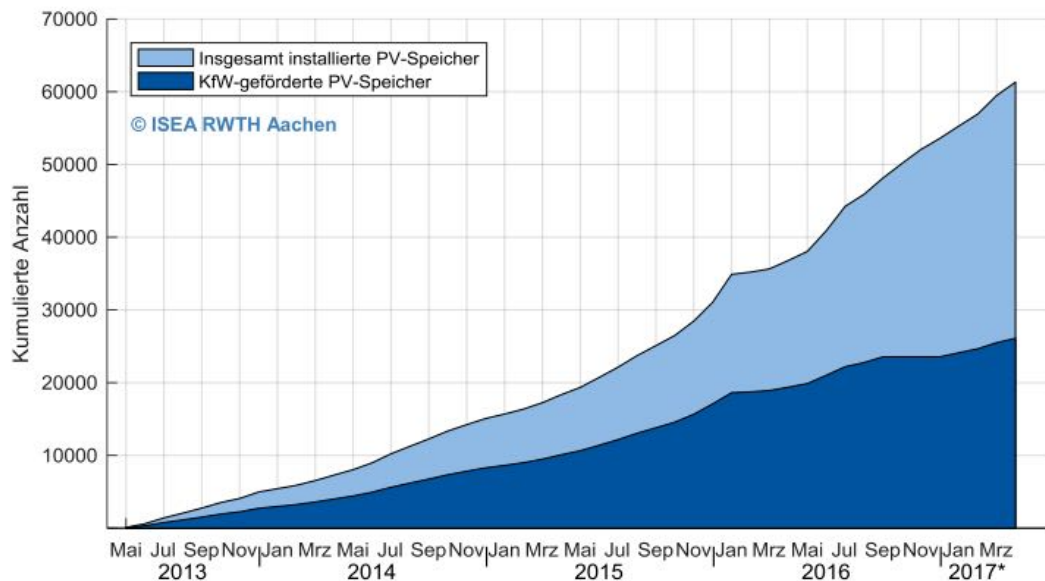


Abb. 4-3 Kumulierte Anzahl der Installationen von PV-Speichern in Deutschland von Mai 2013 bis April 2017

Quelle: Figgenger et al. (2017)

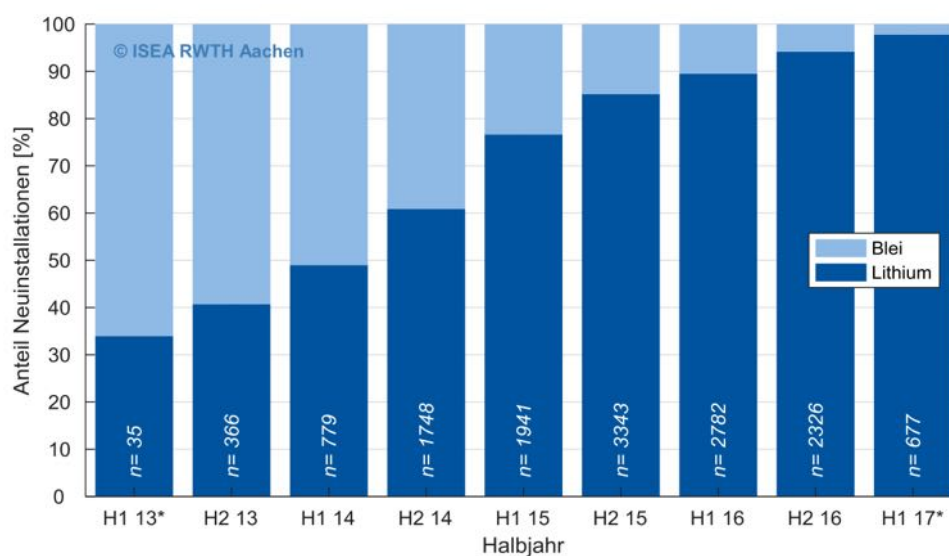


Abb. 4-4 Anteil der Batterietechnologien der beim Speichermonitoring registrierten PV-Speicher nach Anzahl von Mai 2013 bis April 2017

Quelle: Figgenger et al. (2017)

Der weltweite Markt für stationäre Lithium-Ionen Energiespeicher wird monetär voraussichtlich auf mehrere 10 Mrd. Dollar bis 2020 anwachsen (siehe Abb. 4-5).

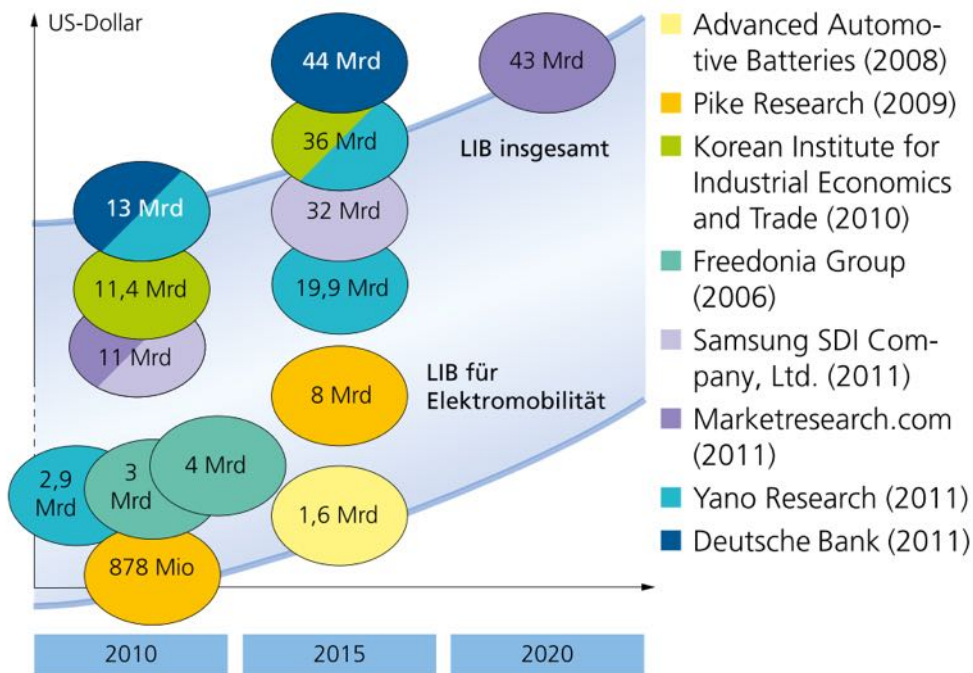


Abb. 4-5 Prognose für die Weltweite Marktentwicklung von Lithium-Ionen Batterien

Quelle: Thielmann et al. (2012)

Für eine in Zukunft höhere Marktdurchdringung mit elektrochemischen Speichern sind in der jeweiligen Anwendung insbesondere die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity - LCOE) relevant. Je nach Technologie unterscheiden sich die LCOE-Kosten in der jeweiligen Anwendung (Abb. 4-6).

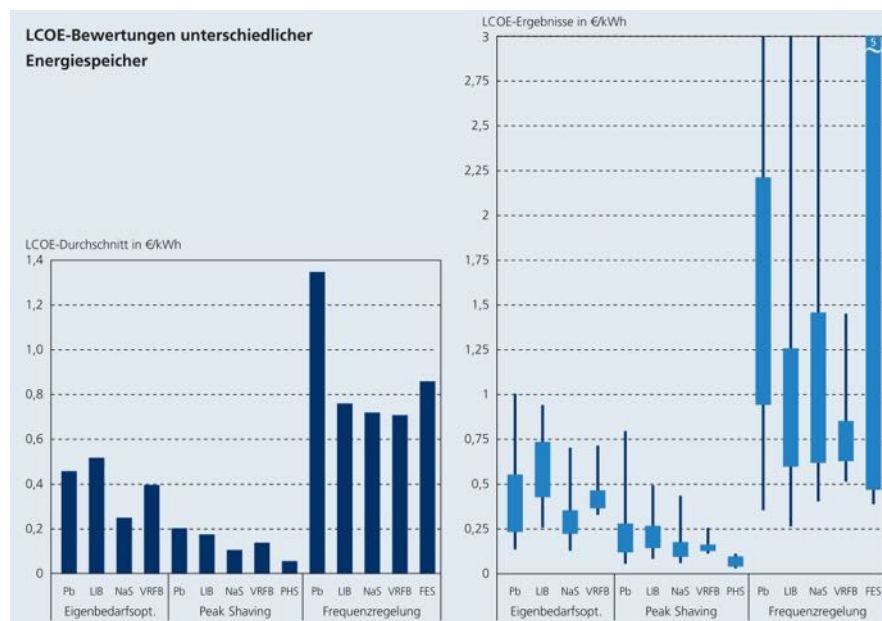


Abb. 4-6 LCOE-Bewertungen unterschiedlicher Energiespeicher

Quelle: Thielmann et al. 2015

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Energiespeicher gelten allgemein als Technologien, die die Energiewende unterstützen. Ihr direkter Beitrag zu den Klimazielen und weiteren Emissionszielen ist zwar entscheidend, auf Basis der genannten Szenarien jedoch nicht direkt quantifizierbar. Ihr Beitrag zu den Klimazielen wird durch die Befähigung des elektrischen Energiesystems auch bei einer weiteren Steigerung des Anteils volatiler Erneuerbarer Energiewandler im Erzeugerportfolio sicher, zuverlässig und resilient zu funktionieren nur indirekt sichtbar. Dennoch spielen Energiespeicher daher eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der Klimaziele, da sie den Erneuerbaren Energie-Ausbau unterstützen. Als eine mögliche Flexibilisierungsmaßnahme für das elektrische Netz wird der Beitrag der Energiespeicher zu den Klima- und Emissionszielen den erneuerbaren Energiewandlern zugeschrieben. Des Weiteren können Energiespeicher auch zur verbrauchsoptimierten Betriebsweise von fossilen Energiewandlern eingesetzt werden (Jim Eyer 2010, S. 142).

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Auf die Bewertung dieses Kriteriums wurde verzichtet.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Energiespeicher konkurrieren mit anderen Flexibilisierungsmaßnahmen, wie z. B. Abregelung und Lastmanagement. Techno-Ökonomische Kenndaten, die die Kosteneffizienz bestimmen, sind in Kapitel 1.6 aufgeführt.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Mit Blick auf die Lithium-Ionen-Technologie lassen sich schon heute einige Unternehmen identifizieren, die Materialien und Teilkomponenten innerhalb Deutschlands fertigen (diese Aufzählung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit).

Insbesondere für Binder gibt es in Deutschland keine Unternehmen, wenige in Europa und die meisten in Asien. Hersteller für Separatoren sind beispielsweise: Litarion, DuPONT, Freudenberg Nonwovens, LG Chem, Polypore, Degussa GmbH/Evonic und Treofan Germany. Ein deutscher Hersteller von Lithium ist beispielsweise K&S. Elektrolyten werden erforscht und entwickelt beispielsweise an der Universität in Gießen und in der Max Planck und Fraunhofer Forschungsgesellschaft und produziert von BASF, DAIKIN und IoLiTec. Kathodenmaterialien werden beispielsweise von 3M, BASF und UMICORE entwickelt, während Anoden von Phostech Lithium und SGL Carbon hergestellt werden. Diese kurze Übersicht zeigt, dass ein inländisches Wertschöpfungspotenzial in Bezug auf Lithium-Ionen-Batterien vorhanden ist.

Insbesondere für die Produktion von großformatigen Lithium-Ionen Zellen wird in Deutschland ein Potenzial gesehen. Der deutsche Anlagen und Maschinenbau besitzt bereits heute einen wesentlichen Teil aller Kompetenzen, um eine Fertigungslinie in Deutschland zu realisieren (Maiser et al.).

In Kombination mit den vorhandenen Herstellern von Anoden, Kathoden, Separatoren und Elektrolyten ließe sich eine potenzielle inländische Wertschöpfung darstellen, da Deutschland bis auf die Zellfertigung bereits alle Teile der Wertschöpfungs-

kette abdeckt. „Die Traktionsbatterie zelle hat mit einem Anteil von etwa 60–70 % eine hohe Bedeutung für die Wertschöpfung des Batteriepacks. Vor diesem Hintergrund spielt der Erhalt der gesamten Wertschöpfungskette am deutschen Standort eine entscheidende Rolle.“ (NPE 2016).

Insgesamt lässt sich feststellen, dass der nachhaltige Betrieb einer signifikanten Zellfertigung in Deutschland für die Zellgeneration 3a oder nachfolgend mit einer Produktionskapazität von etwa 13 GWh/Jahr möglich sein kann. Dieses wiederum hätte einen positiven Effekt auf Arbeitsplätze in Deutschland und böte das Potenzial in Deutschland ansässige Forschung und Industrie aufgrund der räumlichen Nähe enger zu verknüpfen. Eine Fertigung der Zellgeneration 2 wird aufgrund der klaren Dominanz japanischer, koreanischer und chinesischer Hersteller und derzeitigen Überkapazitäten in der Produktion nicht empfohlen (NPE 2016).

Aktuell besteht bei Lithium-Ionen Batterieherstellern die Wertschöpfung insbesondere im Bau von Systemen aus meist im asiatischen Raum zugekauften Zellen. Beispiele für Firmen sind hier ohne Anspruch auf Vollständigkeit BMZ, Akasol, GAIA und Bosch. Auf Zellebene sind Hersteller wie LIACON oder EAS für Spezialanwendungen schon heute konkurrenzfähig (vergleiche dazu Kapitel 4.6). Durch den Aufbau einer zukünftigen Zellfertigung in Deutschland kann dieser Anteil an der Wertschöpfung unter Umständen erhöht werden.

Weiterhin kann Deutschland unter Umständen von weiteren Europäischen Aktivitäten in diesem Bereich in Bezug auf Wertschöpfung z. B. durch „...ein Airbus für Batterien“ profitieren (SZ.de 2017).

In der Technologiegruppe der Redox-flow Batterien besitzt Deutschland bereits einen gewissen Anteil an der Wertschöpfung. Hierbei sei insbesondere auf große deutsche Hersteller der Redox-flow Batterien (Gildemeister energy solutions, Younicos) und auch Firmen im Bereich der Membranfertigung (Fumatech) verwiesen. Diese Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Zukünftige elektrochemische Technologien wie Li/Luft und Li/S können perspektivisch durch die zahlreichen F&E Aktivitäten an Hochschulen und Forschungseinrichtungen in Deutschland adressiert werden. Hier besteht insbesondere Potenzial in Kooperation mit KMUs und Industrie eine hohe Wertschöpfung in Deutschland zu erreichen.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

In der Technologiegruppe der Lithium-Ionen Batterien besitzen europäische und/oder deutsche Zellhersteller keine signifikanten Marktanteile. Die deutsche Industrie ist zu Großteilen Systemintegrator für Lithium-Ionen Zellen, mit einer Vielzahl von Firmen. Lithium-Ionen Zellen werden dabei größtenteils von den in Abb. 4-7 genannten Herstellern zugekauft. Diese befinden sich ausschließlich auf dem Ostasiatischen Markt (Japan, China, Südkorea). Es wird deutlich, dass es sich bei der Lithium-Ionen Technologie um eine bereits seit Jahren auf dem Markt etablierte Technologie handelt.

Auf Seiten der Zellfertigung sind deutsche Zellhersteller (EAS Germany, Liacon, Customcells) heutzutage in Einzelanwendungen mit speziellen Anforderungen konkurrenzfähig. In Bezug auf Batteriesysteme sind deutsche Hersteller wettbewerbsfähig (BMZ Group, Akasol) daher müssen bei diesem Kriterium zwei Kreuze vergeben werden.

Tab. 4-1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe Lithium-Ionen

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieser Technologiegruppe weltweit?

Technologiegruppe ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☒ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

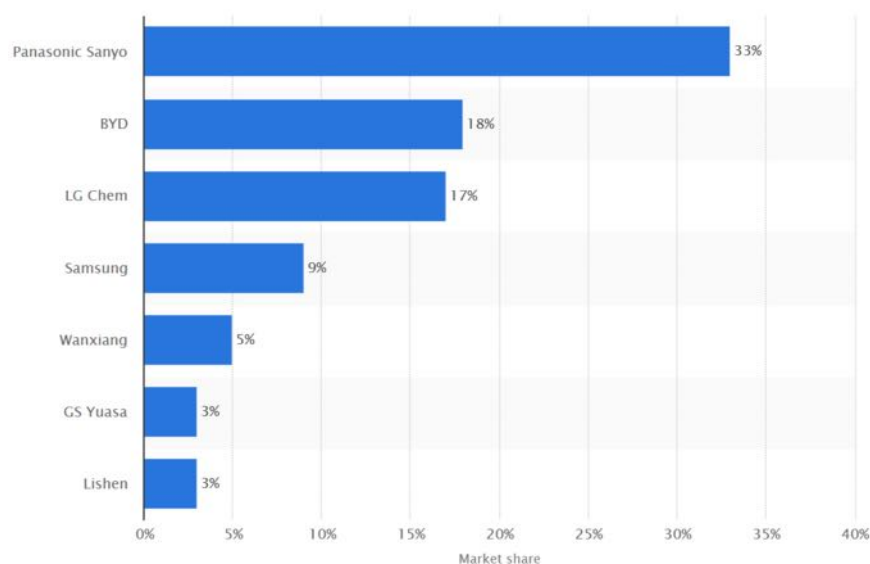


Abb. 4-7 Erwarteter Anteil der Lithium-Ionen Zellhersteller am internationalen Markt für 2018

Quelle: <https://www.statista.com/statistics/235323/lithium-batteries-top-manufacturers>

In der Technologiegruppe der Redox-flow Batterien nimmt Deutschland eine mindestens wettbewerbsfähige Position ein. Hierbei sei auf große deutsche Hersteller der Redox-flow Batterien (Gildemeister energy solutions, Younicos) verwiesen sowie auf Forschungsprojekte innerhalb der Technologiegruppe (siehe beispielsweise das E-WE-Projekt brine4power in Kapitel 3.1, welches derzeit das größte Redox-flow System der Welt darstellt).

Tab. 4-2 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe Redox-flow

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieser Technologiegruppe weltweit?

Technologiegruppe ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Aufgrund des nach wie vor zurückhaltendem Interesses an der Na-basierten Technologie wird Deutschland in dieser Technologiegruppe eine in Einzelanwendungen konkurrenzfähige Rolle zugesprochen unter der Voraussetzung, dass die Forschungsaktivitäten für diesen noch nicht kommerziell vertriebenen Batterietyp in den kommenden Jahren zunehmen. Aufgrund der regen Forschungsaktivität im Ausland, insbesondere der Vielzahl großer Demonstrationsprojekte innerhalb der USA (siehe Kapitel 3.1), sei darauf hingewiesen, dass die europäische und damit auch deutsche Rolle in dieser Technologiegruppe ohne weitere F&E Aktivität sich hin zu einer abgeschlagenen Rolle entwickeln könnte.

Tab. 4-3 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe Na-basiert

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieser Technologiegruppe weltweit?

Technologiegruppe ☐ Technologieführerschaft ☐ wettbewerbsfähig
☒ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Innerhalb der sich noch in der Grundlagenforschung befindlichen Technologiegruppen Lithium/Luft, Lithium/Schwefel, post-Lithium-Ionen ist der Status Deutschland nur schwer abzuschätzen. Forschungsaktivität findet insbesondere an Universitäten und Forschungseinrichtungen weltweit statt. Weitere Forschungsaktivität ist daher auch zukünftig zwingend erforderlich, um den Anschluss an neue Energiespeichertechnologien nicht zu verlieren.

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Die folgende Analyse basiert auf den Daten der International Energy Agency (IEA)¹. Für Deutschland beinhalten die erhobenen Statistiken die Bundesförderung durch das 6. Energieforschungsprogramm, jedoch nicht die Förderung durch die Bundesländer. Des Weiteren ist im internationalen Vergleich die Förderung durch die Europäische Kommission im Rahmen des H2020 Programms nicht enthalten, die jedoch einen signifikanten Beitrag zur F&E Förderung innerhalb der EU und damit für Deutschland leistet (1,3 Milliarden € für 2014 und 2015, siehe Abb. 4-12).

Basierend auf der Auswertung der IEA-Daten nach Gigoux et al. 2016 zeigt ein Vergleich Europas und damit auch Deutschlands mit den USA und mit Japan in Abb. 4-

¹ http://wds.iea.org/wds/ReportFolders/ReportFolders.aspx?CS_referer=&CS_ChosenLang=en

8 (Technologiefeld Energiespeicher in hellblau), dass das Technologiefeld Energiespeicher einen vergleichsweise höheren Stellenwert einnimmt, als in den Vergleichsländern mit dem höchsten F&E Budget der IEA-Länder (siehe Abb. 4-9, China ist hierbei nicht enthalten).

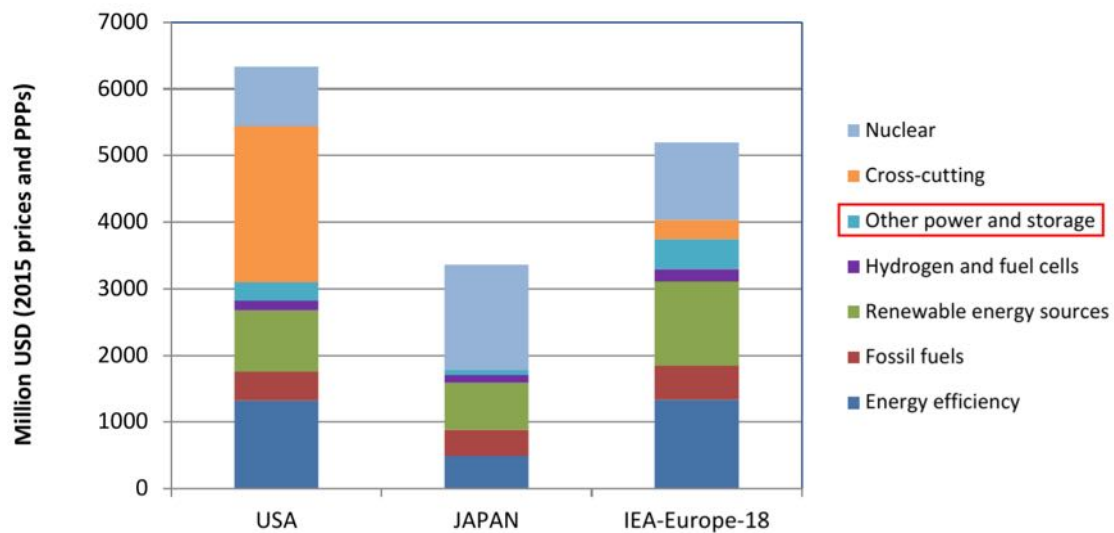


Abb. 4-8 Budget nach Technologiefeld für die USA, Japan und IEA-Daten für 18 Länder Europas (inkl. Deutschland) (2014)

Quelle: Gigoux et al. (2016)

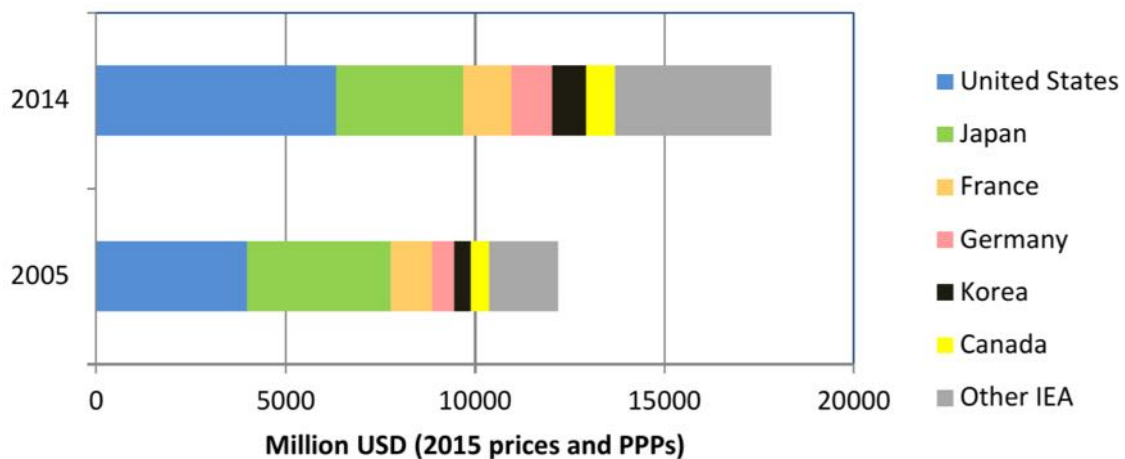


Abb. 4-9 F&E Budget im internationalen Vergleich für 2005 und 2014

Quelle: Gigoux et al. (2016)

Zusätzlich wurde die zeitliche Entwicklung des F&E Budgets für das Technologiefeld Energiespeicher für Deutschland, Japan und die USA aufgeschlüsselt (Abb. 4-10). Hierbei wird das gesamte Technologiefeld Energiespeicher in die Betrachtung mit einbezogen, da Daten für elektrochemische Energiespeicher nicht über den gesamten Zeitraum vorliegen bzw. hybride Systeme, die aus Kombinationen verschiedener Energiespeichern (unter anderem elektrochemische Energiespeicher) miteinbezogen werden sollen. Erneut bestätigt sich das Bild, dass das Technologiefeld der Energie-

speicher in Deutschland einen zunehmend größeren Stellenwert einnimmt, während das F&E Budget in den beiden Vergleichsländern abnimmt.

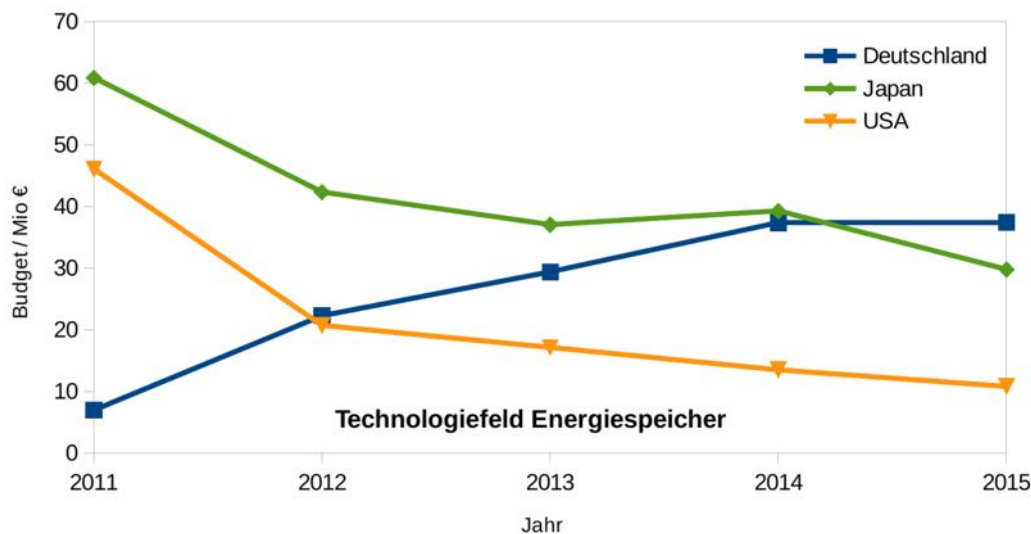


Abb. 4-10 Zeitliche Entwicklung des F&E Budgets für das Technologiefeld Energiespeicher für Deutschland, Japan und die USA

Quelle: nach den Daten von Gigoux et al. (2016)

Über eine Entwicklungsperiode von 40 Jahren des internationalen F&E Budgets ist ein zunächst langsamer (ab 2003), dann ein rasanter und steiler Anstieg (ab 2008) für den die Energiespeicher beinhaltenden Bereich zu beobachten und erreicht 2009 seinen Höchstwert (Abb. 4-11). Obwohl sich das F&E Budget für dieses Technologiefeld nach wie vor auf einem hohen Niveau befindet, ist ein deutlicher Abwärtstrend seit 2009 bis 2015 zu beobachten.

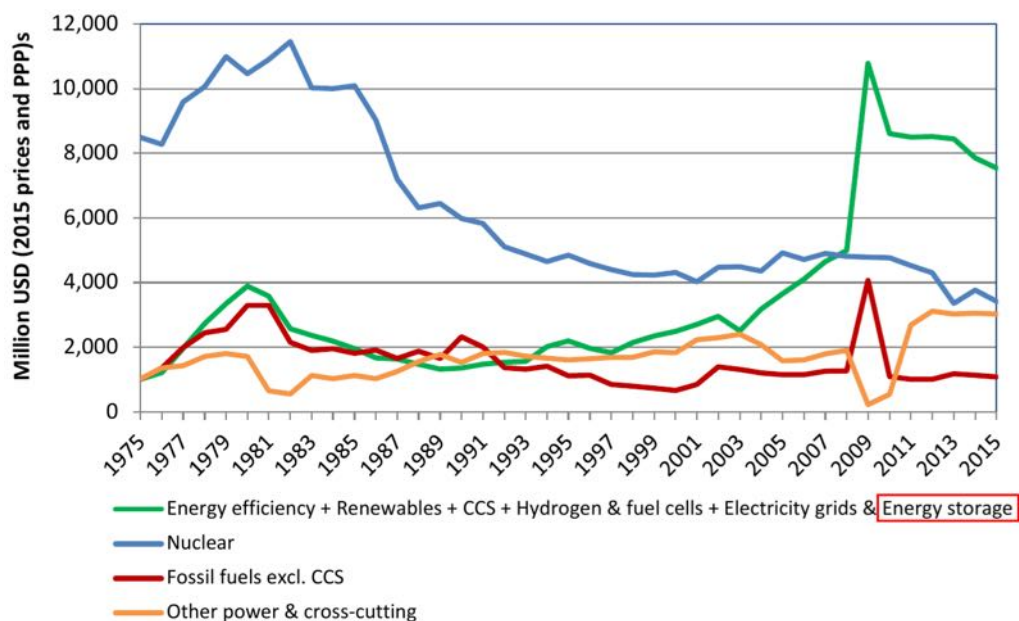


Abb. 4-11 Prognose des internationalen F&E Budgets (20 Länder inkl. Deutschland) von 1975-2015

Quelle: Gigoux et al. (2016)

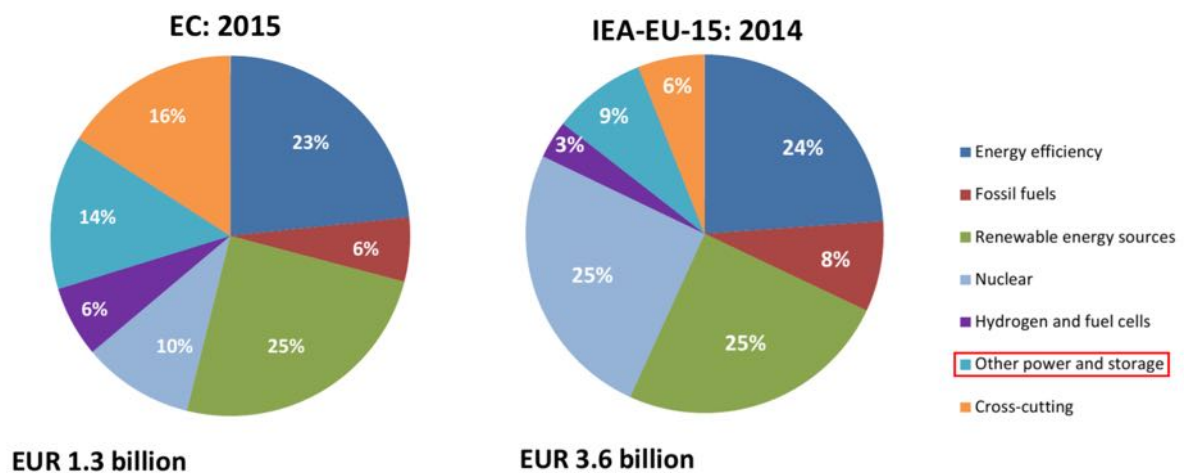


Abb. 4-12 F&E Budget der Europäischen Kommission (H2020 Förderung 2014 und 2015) (links) und nationale Förderung für 15 europäische Länder (inkl. Deutschland) (rechts)

Quelle: Gigoux et al. (2016)

Auf nationaler Ebene wird prozentual weniger in das Technologiefeld der Energiespeicher investiert (Abb. 4-12, rechts) als auf der übernationalen Ebene seitens der Europäischen Kommission (Abb. 4-12, links). Es sei jedoch angemerkt, dass das F&E Budget auf nationaler Ebene fast das Dreifache des Budgets darstellt, welches innerhalb der H2020 Förderung aufgebracht wurde.

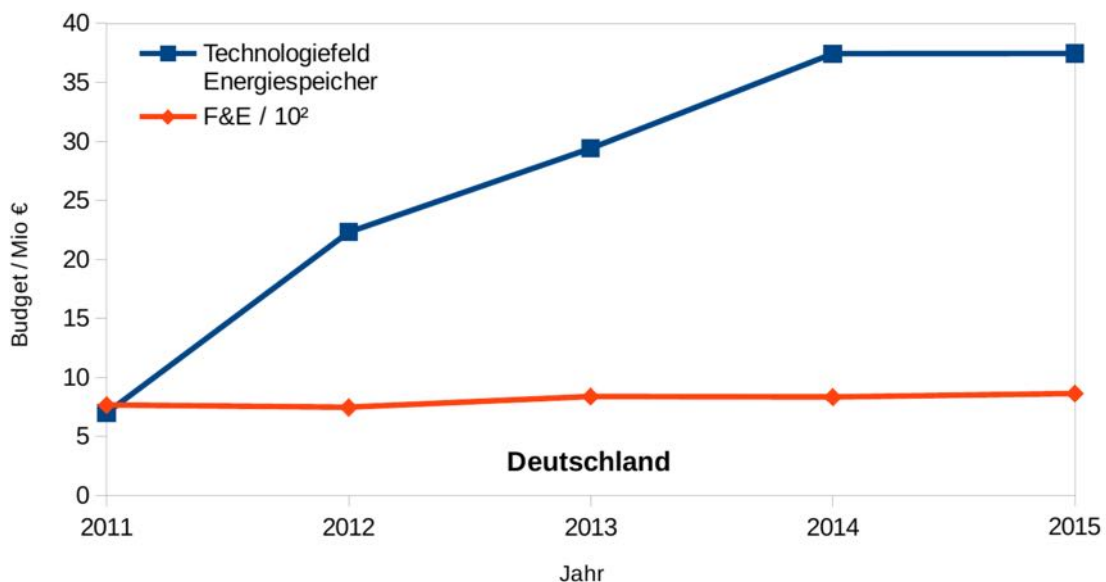


Abb. 4-13 Zeitliche Entwicklung des gesamten F&E Budgets und des F&E Budgets für das Technologiefeld Energiespeicher für Deutschland

Quelle: nach den Daten von Gigoux et al. (2016)

Der Vergleich des gesamten F&E Budgets und des F&E Budgets für das Technologiefeld Energiespeicher innerhalb Deutschlands in Abb. 4-13 zeigt die steigende Relevanz der Energiespeicher in der Forschung und Entwicklung. Während das Gesamtbudget über die vergangenen fünf Jahre einen nahezu konstanten Wert ausweist,

nimmt in der gleichen Periode das Budget für das Technologiefeld Energiespeicher kontinuierlich zu bis zu einer vermeintlichen Sättigung in den Jahren 2014/2015.

Eine quantitative Aufführung des gesamten internationalen und nationalen F&E Budgets und für das Technologiefeld Energiespeicher sowie die zeitliche Entwicklung über die letzten fünf Jahre (2011-2015) ist in Tab. 4-4 dargestellt.

Die zeitliche Entwicklung wird als Differenz der F&E Budgets zweier aufeinander folgender Jahre für die angegebene Periode bestimmt, der prozentuale Anteil wird in Relation zum Vorjahr berechnet.

Tab. 4-4 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Energiespeicher – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	37,45
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ Mio. €/a	7,62
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	69,67
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	863,58
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	4,34
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	3,24
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld – Internationaler Vergleich		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt und/oder im Vgl. mit im Technologiefeld besonders aktivem Land/Ländern (ggf. nachfolgende Zeilen kopieren)		
(Vergleichsland 1)		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	242,30
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ Mio. €/a	11,66
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	12,06
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	12628,34
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	1,92
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	1,59

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Die Betrachtung von Publikationen und Patenten ist ein guter Maßstab um sowohl das wissenschaftlich-technische Interesse als auch das wirtschaftliche Interesse an bestimmten Technologien darzustellen. Als Vergleichsgröße werden die mittleren Wachstumsraten (letzte 5 Jahre) in Prozent von wissenschaftlichen Publikationen der verschiedenen Technologien aus Deutschland und Weltweit herangezogen. Die

Differenz aus beiden Raten ist ein Indikator für die wissenschaftliche Aktivität Deutschlands in Vergleich zur Welt bezogen auf die jeweilige Technologie. Negative Werte implizieren eine geringe Dynamik in den jeweiligen Technologien.

Tab. 4-5 Wissenschaftliche F&E Aktivität

%	Differenz der Publikationsrate
NaNiCl	- 45
NaS	- 35
Li/S	+ 35
Li/Luft	- 15
Lithium-Ionen	+ 10
Redox-flow	- 48

Quelle: Thielmann et al. (2015)

Analog hierzu kann die mittlere Wachstumsrate von Patenten als ein eher wirtschaftsorientiertem Indikator herangezogen werden.

Tab. 4-6 Wirtschaftliche F&E Aktivität

%	Differenz der Patenträte
NaNiCl	+ 35
NaS	- 9
Li/S	+ 3
Li/Luft	- 3
Lithium-Ionen	- 1
Redox-flow	- 23

Quelle: Thielmann et al. (2015)

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Tab. 4-7 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld elektrochemische Speicher zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt	Ebene Gesellschaft	Lokale Ebene
	Marktakzeptanz	Sozialpol. Akzeptanz	Lokale Akzeptanz
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?	Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image	Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie
Mittlere Akzeptanz (3)	Steigender Markt der PV-Heimspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung, Steigender Einsatz bei Primärregelleistung und Industrieanwendungen, Sicherheitsaspekte bei Lithium-Ionen Batterien stehen einer höheren Akzeptanz entgegen. Weiterhin stehen unklare rechtliche/ Regulatorische Rahmenbedingungen, insbesondere in kombinierten Speicheranwendungen, stehen einer höheren Akzeptanz entgegen.	Eher hohe Akzeptanz (2) Gesellschaftlich werden Energiespeicher und auch elektrochemische Speicher als notwendig für das zukünftige Energiesystem angesehen. Allgemein gibt es daher eine hohe Akzeptanz. Dieses drückt sich auch in der hohen Anzahl an PV-Heimspeichern aus, die nicht nur aus wirtschaftlichen Gründen am Markt Erfolg haben. Eine hohe Akzeptanz wird unter anderem aus Recyclinggründen und mangelnder europäischer/ deutscher Zellfertigung nicht erreicht.	Eher hohe Akzeptanz (2) Da elektrochemische Energiespeicher vom Standort her flexibel gebaut und geplant werden können gibt es kaum bis keine bekannten lokalen Konflikte. Elektrochemische Speicher treffen auf eine eher hohe lokale Akzeptanz. Eine Erhöhung der Autarkie und Erhöhung der Versorgungssicherheit bei zusätzlicher USV-Funktion wird positiv gesehen. Durch das Risiko eines Batteriebrandes könnte die lokale Akzeptanz grundsätzlich sinken, daher ist die Sicherheit der Systeme entscheidend für die lokale Akzeptanz.

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Elektrochemische Energiespeicher besitzen aufgrund der begrenzten Zyklenfestigkeit und kalendarischen Lebensdauer eine typische wirtschaftliche Nutzungsdauer zwischen 10 und 20 Jahren. Aufgrund der Flexibilität der Systeme ist die Planungs- und Bauzeit relativ gering. Durch Standardisierung und zunehmenden kommerziellen Produkten am Markt ist mit einer positiven Beeinflussung der Faktoren zu rechnen.

Tab. 4-8 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes elektrochemische Energiespeicher

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	3-12				
Bauzeit	Monate	6-18				
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	5-20		10-20		
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW	150-1.500		35-1.000		

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Elektrochemische Energiespeicher und deren Einsatz im elektrischen Netz sind abhängig von der Infrastruktur und dem Netzausbau. Ein Nutzen der Technologie ist nicht unabhängig vom Stromnetz möglich und der Einsatz von Speichern auch vom bestehenden Stromnetz abhängig. Ein Ausbau des elektrischen Netzes ist nicht zwangsweise erforderlich, kann jedoch sinnvoll sein. Neu Infrastrukturen außerhalb des Stromnetzes müssen nicht gebaut werden.

Tab. 4-9 Abhängigkeit des Technologiefeldes elektrochemische Speicher von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Anwendungsfall: "Systemdienstleistungen durch elektrochemische Speicher"

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

„Mit dem Ausbau von Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung und der daraus entstehenden Aufgabe, nicht bedarfsgerecht (volatil) erzeugten Strom auszugleichen, wird die Funktion der Speicher häufig auf die Ein- und Ausspeicherung des überschüssigen erneuerbaren Stroms beschränkt. Die unterschiedlichen Arten von Speichern sowie deren unterschiedliche technische Möglichkeiten sind jedoch in der Lage, einen Beitrag zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und damit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu leisten.“ (Petersen et al. 2016)

Im Einzelfall und bei einem großen Bestand sind positive Rückwirkungen auf das Gesamtsystem gegeben, da durch den Speicher Systemdienstleistungen (Bereitstellung von Flexibilität im elektrischen Netz) erbracht werden. Nach (Petersen et al. 2016) müssen zur Beurteilung der Rückwirkungen folgende Anwendungsfälle für Systemdienstleistungen grundsätzlich unterschieden werden: a) Netzengpassmanagement, b) Gradientensteuerung, c) Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung (z. B. Primärregelleistung), d) Spannungshaltung und –qualität, e) Versorgungssicherheit und Wiederaufbau.

Im Einzelfall können unter Umständen mehrere Systemdienstleistungen durch einen elektrochemischen Speicher erbracht werden, im großen Bestand auch durch mehrere Systeme.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Im Einzelfall besitzen elektrochemische Energiespeicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen bereits Systemkompatibilität, da sie für diesen Zweck ausgelegt wurden. Neben dem Speicher an sich spielt hier die Leistungselektronik (bidirektionaler DC-AC-Wandler) eine entscheidende Rolle für die Kompatibilität zum elektrischen Netz. Im Einzelfall und im großen Bestand sind unter Umständen entsprechend Kommunikationsstrukturen zur Steuerung und Regelung der (verteilten) Speicher notwendig. Weiterhin muss der jeweilige Standort im Netz bei der Integration des Speichers berücksichtigt werden.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Im Einzelfall und großem Bestand können elektrochemische Speicher zur Systemstabilität durch die Erbringung von Systemdienstleistungen beitragen. Sie stehen ggf. aber auch in Konkurrenz zu anderen Speicher-Optionen wie z. B. Pumpspeichern, Druckluftspeichern oder Power-to-Gas. Weiterhin stehen sie ggf. in Konkurrenz zu Demand-Side Management oder des Managements der Erzeugung (z. B. Abregelung). Insgesamt lässt sich jedoch feststellen, dass sich die Anwendungsfelder von elektrochemischen, chemischen und mechanischen Energiespeichern Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil EE sehr gut ergänzen und nur in gewissen Anwendungsbereichen konkurrieren.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Einhergehend mit der Maturität und der Etablierung der Lithium-Ionen Technologie sowie post-Lithium-Ionen und anderer zukünftiger Batterietypen erfährt das Themenfeld Recycling elektrochemischer Energiespeicher zunehmend an Bedeutung. Bisher ist die F&E-Tätigkeit vor allem auf dem Gebiet der Blei-Säure Batterien in der wissenschaftlichen Literatur präsent, daher besitzt Recycling laut der hier durchgeführten Onlineumfrage sowohl einen hohen Forschungsbedarf als auch ein hohes Marktpotenzial. Insbesondere in Hinblick auf die Massenproduktion tritt die Wiederverwertung und Aufschlüsselung nicht nur der teuren Additive elektrochemischer Speicher sondern auch der Grundbestandteile wie Lithium und Graphit in den Vordergrund, um einer Ressourcenknappheit vorzubeugen.

Gleichzeitig mit dem Thema des Recyclings wird den second-life Konzepten eine zunehmende Wichtigkeit beigemessen. Die Verwendung elektrochemischer Energiespeicher, die in der Elektromobilität ausgedient haben, als stationäre Speicher bietet ein nicht zu unterschätzendes Marktpotenzial, welches mit dem Wachstum des Elektromobilitätssektors einhergeht. Hierbei sei auf die Studie des Bundesverbandes Erneuerbarer Energien hingewiesen (Reid et al. 2016), in der das Potenzial dieses Wachstums für second-life Batterien als Zwischenspeicher für erneuerbare Energien untersucht wird. Entscheidend für Second-Life-Konzepte sind insbesondere auch schnelle Methoden zur Bestimmung des Gesundheitszustand der Batterie.

Dieser Sachverhalt ist noch einmal in Abb. 5-1 (a) zu sehen, welche die Resultate der Onlineumfrage für die Kernfragen darstellt, die das höchste Marktpotenzial und gleichzeitig den größten Forschungsbedarf aufwiesen.

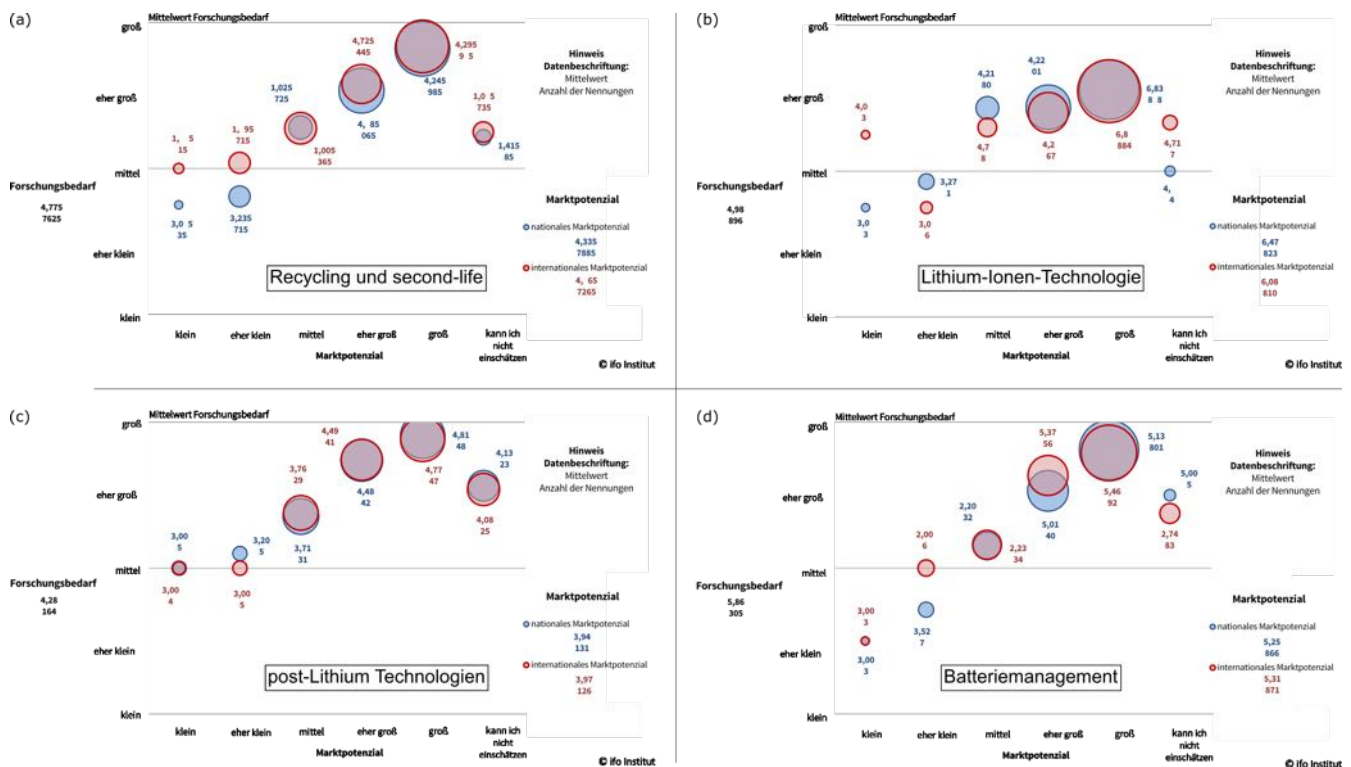


Abb. 5-1 Online-Umfrage: Höchstes Marktpotenzial und größter Forschungsbedarf für (a) Recycling und second-life, (b) Lithium-Ionen Technologie, (c) post-Lithium Technologien und (d) Batteriemanagement

Quelle: Ifo et al. 2017

Das Wachstum des Elektromobilitätssektors und die neuen Anforderungen an Reichweite und Zuverlässigkeit verlagern ebenfalls den Forschungsschwerpunkt der Technologien der stationären Energiespeicherung, so dass zukünftig neue Technologien (post-Lithium-Ionen, Lithium/Schwefel, Redox-flow, etc.) sowie neue Elektrolytkonzepte (z. B. All-solid-state) auf der Materialebene einen hohen Forschungsbedarf bedingen (siehe Ergebnisse der Onlineumfrage in Abb. 5-1 (b) und (c)).

Des Weiteren weisen die BATSTORM Studie und die durchgeführte Onlineumfrage in Abb. 5-1 (d) darauf hin, dass die Systemebene elektrochemischer Energiespeicher bisher nur unzureichend adressiert wurde. Dies zeigt sich in einem Fehlen von Standards sowohl in Bezug auf Batteriefertigung und -design als auch in Bezug auf das Batteriemanagement, welches insbesondere das für die Lithium-Ionen Technologie sicherheitsrelevante elektrische und thermische Management beinhaltet. Die Grundlage für das Batteriemanagement ist eine zuverlässige und genaue Bestimmung des Batteriezustandes unter anderem unter Einbezug der Alterung des Energiespeichers.

Die Integration elektrochemischer Energiespeicher in das bestehende Netz ist ein nicht zu vernachlässigender Bestandteil zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energien am Gesamtenergieverbrauch, jedoch wurde und wird dieses Themenfeld intensiv erforscht. Sowohl die Resultate der BATSTORM Studie (Abb. 5-2) als auch die durchgeführte Onlineumfrage weisen darauf hin, dass ein deutlich höherer Forschungsbedarf auf der Material- und auf der Systemebene der elektrochemischen Energiespeicher besteht.

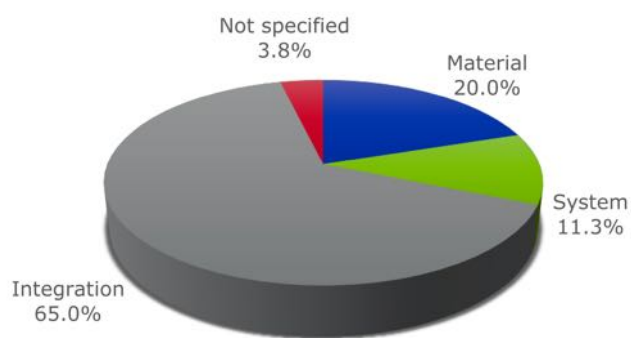


Abb. 5-2 Verteilung der in der EU durchgeführten F&E Projekte auf die drei Ebenen

Quelle: Schledde et al. (2016)

Neben technischen Aspekten bedarf es jedoch auch „...eines Abbaus bestehender regulatorischer Hemmnisse, die die Integration von Speichern behindern.“ (Petersen et al. 2016)

Literaturverzeichnis

- Alotto, Piergiorgio; Guarnieri, Massimo; Moro, Federico (2014): Redox flow batteries for the storage of renewable energy. A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29, S. 325–335.
- Arora, Shashank; Shen, Weixiang; Kapoor, Ajay (2016): Review of mechanical design and strategic placement technique of a robust battery pack for electric vehicles. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60, pp. 1319–1331.
- Bandhauer, Todd M.; Garimella, Srinivas; Fuller, Thomas F. (2011): A Critical Review of Thermal Issues in Lithium-Ion Batteries. In: *J. Electrochem. Soc.* 158 (3), R1.
- Bloch, Matthias (2014): Was man über Lithium-Schwefel-Akkus wissen muss. In: <http://www.elektroniknet.de/elektronik/power/was-man-ueber-lithium-schwefel-akkus-wissen-muss-105459.html>. Letzter Zugriff: 08. 09 2011.
- Bruce, Peter G.; Freunberger, Stefan A.; Hardwick, Laurence J.; Tarascon, Jean-Marie (2011): Li-O₂ and Li-S batteries with high energy storage. In: *Nature materials* 11 (1), S. 19–29.
- Cho, Jaephil; Jeong, Sookyung; Kim, Youngsik (2015): Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 48, S. 84–101.
- Christensen, Jake; Albertus, Paul; Sanchez-Carrera, Roel S.; Lohmann, Timm; Kozinsky, Boris; Liedtke, Ralf et al. (2012): A Critical Review of Li/Air Batteries. In: *J. Electrochem. Soc.* 159 (2), R1.
- DOE Global Energy Storage Database: http://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization. Letzter Zugriff: 16.08.2017
- European Commission: Towards an Integrated SET-Plan: Accelerating the European Energy System Transformation - Become competitive in the global battery sector to drive e-mobility forward, *ISSUES PAPER No 7*. 2016.05.10. <https://setis.ec.europa.eu/>
- Eyer, Jim; Corey, Garth (2010): Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potenzial Assessment Guide. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Hg. v. Sandia National Laboratories. Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550 (SAND2010-0815). <http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4-0#online>. Letzter Zugriff: 08.03.2016.
- Fang, Xin; Peng, Huisheng (2015): A revolution in electrodes. Recent progress in rechargeable lithium-sulfur batteries. In: *Small (Weinheim an der Bergstrasse, Germany)* 11 (13), S. 1488–1511.
- Figgenger, Jan; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Wessels, Oliver; Tepe, Benedikt; Ebbert, Markus; Herzog, Reiner; Sauer, Dirk Uwe (2017): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jah-

- resbericht 2017. Hg. v. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen. Aachen.
- Fraunhofer IWES (2017): Barometer der Energiewende. Kassel.
<https://www.herkulesprojekt.de/de/Barometer.html>
- Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Hg. v. Smart Energy for Europe Platform. ISEA RWTH Aachen. Berlin. Letzter Zugriff: 26.01.2016.
- Fürstenwerth, Daniel; Waldmann, Lars (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistung und im Verteilnetz. Studie. Unter Mitarbeit von Michael Sterner, Martin Thema, Fabian Eckert, Albert Moser, Andreas Schäfer, Tim Drees, Christian Rehtanz, Ulf Häger, Jan Kays, Andre Seack, Dirk Uwe Sauer, Matthias Leuthold. Hg. v. Agora Energiewende. Letzter Zugriff: 01.02.2017.
- Gigoux, Remi, Quadrelli, Roberta (2016): Statistics - Key trends in IEA public energy technology RD&D budgets. *IEA (International Energy Agency) Energy Data Centre*. <http://www.iea.org/statistics/RDDonlinedataservice>
- Hueso, Karina B.; Armand, Michel; Rojo, Teófilo (2013): High temperature sodium batteries. Status, challenges and future trends. In: *Energy Environ. Sci.* 6 (3), S. 734.
- Ifo Institut (2017): Auswertung der online-Umfrage unter den BMWi-Forschungsnetzwerken. Teilbereich TF_Energiewende. München.
- Korthauer, Reiner (Hg.) (2013): Handbuch Lithium-Ionen-Batterien. Berlin: Springer Vieweg.
- Li, Malan; Liu, Junsheng; Han, Wei (2016): Recycling and management of waste lead-acid batteries. A mini-review. In: *Waste management & research: The Journal of the International Solid Wastes and Public Cleansing Association*, ISWA 34 (4), pp. 298–306.
- Maiser, E.; Michaelis, S.; Müller, D.; Heimes, H.; Kampker, A. et al.: Batteriezellproduktion in Deutschland. Chancen für den Maschinen- und Anlagenbau. Letzter Zugriff: 13.01.2016.
- McKenna, Eoghan; McManus, Marcelle; Cooper, Sam; Thomson, Murray (2013): Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems. In: *Applied energy* 104, pp. 239–249.
- Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) (2016): Roadmap integrierte Zell- und Batterieproduktion Deutschland. Januar 2016. http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_AG2_Roadmap_Zellfertigung_final_bf.pdf

- Petersen, Maren; Timm, Mathias (2016): Bereitstellung von (System-) Dienstleistungen im Stromversorgungssystem: Beitrag von Energiespeichern. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Rahman, M. A.; Wang, X.; Wen, C. (2013): High Energy Density Metal-Air Batteries. A Review. In: *J. Electrochem. Soc.* 160 (10), A1759-A1771.
- Reid, Gerard; Julve, Javier (2016): Second Life-Batterien als flexible Speicher für Erneuerbare Energien. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbarer Energien e. V. und der Hannover Messe.
- Saw, Lip Huat; Ye, Yonghuang; Tay, Andrew A.O. (2016): Integration issues of lithium-ion battery into electric vehicles battery pack. In: *Journal of Cleaner Production* 113, pp. 1032–1045.
- Schledde, Dominik; Dabrowski, Tatjana; Puchta, Matthias; Munzel, Benjamin; Husy, Charlotte; Lipphardt, Marvin; Hartmann; Lena (2016): Support to R&D Strategy for battery based energy storage - Technical analysis of ongoing projects (D5). Ecofys 2016 by order of: European Commission Directorate General Energy. www.batstorm-project.eu
- Stenzel, Peter (2015): Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Großbatteriespeicher. LRST Kolloquium Regenerative Energien SS 2016. [https://juser.fz-juelich.de/record/809893/files/Vortrag %20LRST %202016 %20PRL.pdf](https://juser.fz-juelich.de/record/809893/files/Vortrag%20LRST%202016%20PRL.pdf)
- SZ (2017): Europas Autohersteller sollen zusammen Batterie bauen. Süddeutsche Zeitung. 18. September 2017. <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/e-mobiliaet-europas-autohersteller-sollen-zusammen-batterie-bauen-1.3669877>.
- Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Schnell, Mario; Isenmann, Ralf; Wietschel, Martin (2015): Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.
- Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Isenmann, Ralf; Wietschel, Martin; Plötz, Patrick (2012): Produkt-Roadmap Lithium-Ionen Batterien 2030. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.
- Tian, Xi; Gong, Yu; Wu, Yufeng; Agyeiwaa, Amma; Zuo, Tieyong (2014): Management of used lead acid battery in China. Secondary lead industry progress, policies and problems. In: *Resources, Conservation and Recycling* 93, pp. 75–84.
- van der Kuip, Tsering Jan; Huang, Lei; Cherry, Christopher R. (2013): Health hazards of China's lead-acid battery industry. A review of its market drivers, production processes, and health impacts. In: *Environmental health: A global access science source* 12, p. 61.
- Weber, Adam Z.; Mench, Matthew M.; Meyers, Jeremy P.; Ross, Philip N.; Gostick, Jeffrey T.; Liu, Qinghua (2011): Redox flow batteries. A review. In: *J Appl Electrochem* 41 (10), S. 1137–1164.
- Yin, Ya-Xia; Yao, Hu-Rong; Guo, Yu-Guo (2016): Scientific and technological challenges toward application of lithium–sulfur batteries. In: *Chinese Phys. B* 25 (1), S. 18801.

Technologiebericht

3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Antje Seitz

Stefan Zunft

Carsten Hoyer-Klick

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Deutsches Zentrum
DLR für Luft- und Raumfahrt

Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Seitz, A.; Zunft, S.; Hoyer-Klick, C. (2018): Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Carsten Hoyer-Klick

Tel.: +49 711 / 6862 – 728

Fax: +49 711 / 6862 – 747

E-Mail: carsten.hoyer-klick@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.

Pfaffenwaldring 38-40

70569 Stuttgart

Review durch:

Peter Schossig (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	807
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	808
Tabellenverzeichnis	809
Abbildungsverzeichnis	810
Zusammenfassung (Steckbrief)	812
1 Beschreibung des Technologiefeldes	814
1.1 Einleitung	814
1.2 Thermische Energiespeicher	814
1.2.1 Anwendungen	814
1.2.2 Technologien	815
1.3 Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)	817
1.3.1 Anwendungen	817
1.3.2 Technologien	818
2 Stand F&E in Deutschland	821
2.1 Thermische Energiespeicher	821
2.2 Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)	825
3 Relevanz öffentlicher Förderung	826
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	826
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	828
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	835
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	835
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	838
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	838
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	840
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	843
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	844
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	846
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	848
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	849
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	852
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	856
5.1 Thermische Energiespeicher	856
5.2 Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)	859
5.3 Querschnittsthemen	859
Literaturverzeichnis	861

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

ACAES	Adiabatic compressed air energy storage (Adiabate Druckluftspeicher-Kraftwerk)
ALAES	Adiabatic liquid air energy storage (Adiabate Flüssigluftspeicher-Kraftwerk)
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAES	Compressed air energy storage (Druckluftspeicher-Kraftwerk)
CSP	Concentrated solar power (Solarthermie-Kraftwerk)
EE	Erneuerbare Energie
EWK	Elektrowärmekraftwerk zur Stromspeicherung
FW	Flywheel (Schwungradspeicher)
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
KWK	Kraft-Wärmekopplung
LAES	Liquid air energy storage (Flüssigluftspeicher-Kraftwerk)
LWS	Latentwärmespeicher
PCM	Phase change material (Latentwärme-Speichermaterial)
PHES	Pumped heat electricity storage (Thermopotenzialspeicher)
PSW	Pumpspeicher-Kraftwerk
SWS	Strom-Wärme-Strom-Speicher
TCS	Thermochemische Speicher
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten von Wärmespeichertechnologien -----	817
Tab. 1-2	Entwicklung von Wärmespeichertechnologien -----	817
Tab. 1-3	Techno-ökonomische Kenndaten von Stromspeichertechnologien -----	820
Tab. 1-4	Entwicklung von Stromspeichertechnologien -----	820
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von thermischen Energiespeichern -----	827
Tab. 3-2	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Kurzzeit-Stromspeichern -----	828
Tab. 3-3	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Thermische Energiespeicher -----	829
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Thermische Energiespeicherung -----	831
Tab. 3-5	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Zentrale Stromspeicher -----	832
Tab. 3-6	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Zentrale Stromspeicher -----	834
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Energiespeicher (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	836
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Energiespeicher -----	836
Tab. 4-3	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Energiespeicher (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	837
Tab. 4-4	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Energiespeicher -----	837
Tab. 4-5	Geschätzter Wert von Speicheranwendungen -----	842
Tab. 4-6	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Energiespeicherung -----	844
Tab. 4-7	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Energiespeicher – Input-Orientierung -----	845
Tab. 4-8	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Thermische Energiespeicher zum Status Quo (2015) -----	847
Tab. 4-9	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Zentrale Stromspeicher zum Status Quo (2015) -----	848
Tab. 4-10	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Thermische Energiespeicher -----	849
Tab. 4-11	Abhängigkeit des Technologiefeldes Thermische Energiespeicher von Infrastrukturen -----	851
Tab. 4-12	Abhängigkeit des Technologiefeldes Zentrale Stromspeicher von Infrastrukturen -----	852

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Klassifizierung der Technologien thermischer Energiespeicher -----	816
Abb. 1-2	Klassifizierung von Stromspeicher-Technologien -----	818
Abb.2-1	Unterschiedliche Arten von Warmwasserspeichern: links: Pufferspeicher für den dezentralen Einsatz, Mitte und rechts: saisonale Speicher für Wärmenetze -----	822
Abb.2-2	Flüssigsalzspeicher in einem solarthermischen Kraftwerk -----	822
Abb.2-3	Integration eines Feststoff-Schüttlspeichers in einem 300 MW GuD-KWK-Kraftwerk -----	823
Abb.2-4	Latentwärmespeicher – links: Mikroverkapselte Niedertemperatur-PCM als Baumaterial, rechts: Hochtemperatur-Kombi-Testspeicher mit sensiblem und latentem Teil zur Integration in ein Dampfkraftwerk -----	823
Abb.2-5	Thermochemische Speicher – links: Mobiler Energiespeicher basierend auf Sorption an Zeolithen, rechts: Laboranlage zur Speicherung von Hochtemperaturwärme basierend auf der Reaktion von Kalk mit Wasserdampf-----	824
Abb.2-6	Luftbasierte Stromspeicher – links: Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk, rechts: Adiabates Flüssiglufspeicher-Kraftwerk -----	825
Abb.4-1	Illustration der Sektorenkopplung-----	835
Abb.4-2	Vergleich der Speicherkosten mit den preissetzenden Konkurrenztechnologien -----	843

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch)				 Deutsches Zentrum DLR für Luft- und Raumfahrt			
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf							
Beschreibung des Technologiefeldes							
<p>A: Thermische Energiespeicher (TES)</p> <ul style="list-style-type: none">☐ Sensible Speicher/Wasserspeicher: TRL=9 (Pufferspeicher, große Speicher für Fernwärme)☐ Sensible Speicher/Hochtemperatur (Flüssig/Feststoff): TRL=4-9 (30 GWh CSP-Flüssigsalzspeicher)☐ Latente Speicher (LWS)/Niedertemperatur: TRL=6-9 (Eisspeicher, Feldtests in Gebäuden)☐ Latente Speicher (LWS)/Hochtemperatur: TRL=4-7 (einzelne Pilotspeicher)☐ Thermochemische Speicher (TCS): TRL=5-7 (Sorption), TRL 3-4 (Gas-Feststoff-Reaktionen) <p>B: Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)</p> <ul style="list-style-type: none">☐ Strom-Wärme-Stromspeicher (SWS): TRL=2-5 (hohe elektrische Wirkungsgrade noch mit niedrigem TRL)☐ Adiabate Druckluftspeicher (ACAES): TRL=4 (2 diabate Anlagen bisher)☐ Adiabate Flüssigluftspeicher (ALAES): TRL=2☐ Pumpspeicher (PSW): TRL=9 (bisher 31 Anlagen in D)☐ Schwungradspeicher: TRL=9 <p>(TRL=2-4: Technologieentwicklung, TRL=5-8: Demonstration, TRL=9: Kommerzialisierung)</p>							
Kritische Aspekte/Komponenten: Speichermaterial, effiziente Subkomponenten (TES, Kompressor), Speicherintegration für maximale Systemdienstleistung und Nutzen im Prozess							
Entwicklungsziele							
<p>A: Funktionsoptimierte Materialien, anwendungsoptimierte Speicherkonzepte, Kostensenkung</p> <p>B: Einbindung TES, Wirkungsgradsteigerung im System, Pilotisierung und Demonstration</p> <p>übergreifend: Technologieentwicklung zur Nutzung an den Sektorgrenzen (Strom und Wärme)</p>							
Technologie-Entwicklung							
		Einheit	National GW	Internat. GW	National GWh	Internat. GWh	- Bedarfsanalysen zu thermischen Energiespeichern fehlen weitgehend - Studienlage zu Stromspeichern uneinheitlich
		Marktpotenzial (installierte Leistung)* A	-	-	Keine Angabe möglich		
		Marktpotenzial (installierte Leistung)* B	20 - 55	310	-	-	
			A) Thermische Energiespeicher			B) Zentrale Stromspeicher	
			Heute	2030	2050	Heute	2030 2050
Speicher-Wirkungsgrad	%	60-99 _{th}	65-99 _{th}	70-99 _{th}	35-80 _{el}	el	65-82 _{el}
Speicherdichte (im System)	kWh/m ³	15 - 200	15 - 300	15 - 400	irrelevant		
Typische Speichergröße	MWh	0,01 – 15.000			5.000		
Investitionskosten (Kapazität)	€/kWh	0,1-10 _{NT} 25-120 _{HT}	0,1-10 _{NT} 15-80 _{HT}	0,1-10 _{NT} 15-70 _{HT}	Größenabhängig		
Investitionskosten (Leistung)	€/kW	Nur relevant für Pufferspeicher			500-3.000	500-2.500	500-2.000
* Szenarienbereich DE_80 % bzw. INT_2° C (Min-Max)							
F&E-Bedarf							
<ul style="list-style-type: none">☐ A: Potenzialanalysen (insbesondere für Industrieprozesse), optimierte LWS/TCS-Materialien, Detailverständnis thermischer/mechanischer/chemischer Vorgänge im Speicher, Entwicklung effizienter & kostengünstiger Speicherkonzepte & Funktionsnachweis im Labor- und Pilotmaßstab, Demonstration im Anwendungsumfeld☐ B: Komponentenentwicklung (Kompressor, thermischer Energiespeicher), Entwicklung Systemkonfiguration, Demonstration als Gesamtsystem mit allen Komponenten							

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
Indirekter Beitrag durch speichergestützte, bedarfsgerechte Bereitstellung von Wärme und Strom im Energiesystem, damit sind höhere Anteile erneuerbarer Energien systemkompatibel einsetzbar.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
<input type="checkbox"/> Beitrag zur Effizienzsteigerung mittels thermischer Energiespeicher durch Abwärmenutzung in industriellen Prozessen, schöpfbare Potenziale sind noch nicht systematisch erfasst worden. <input type="checkbox"/> Kein Bedarf an kritischen Rohstoffen
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
<input type="checkbox"/> A: Insgesamt niedrige kapazitive Investitionskosten (€/kWh), hohe volkswirtschaftliche Kosteneffizienz aufgrund hoher Anteile an Wärmebedarf in der Nutzenergie (> 50 %) <input type="checkbox"/> B: geringes Kostensenkungspotenzial bei etablierten Technologien (PSW), innovative Ansätze (ACAES, SWS) mit deutlichen Kostensenkungspotenzialen gegenüber Referenztechnologie (PSW)
Inländische Wertschöpfung
Große Wertschöpfungspotenziale werden beim Bau und Betrieb von Speichern im Industrieumfeld erwartet, derzeit noch nicht durch Studien belegbar (erste Studie für das BMWi in Arbeit).
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<input type="checkbox"/> Bezüglich A & B führende Rolle im internationalen Umfeld mit hoher Anbindung an industrielle Nutzung, hohe landesspezifische F&E-Anteile jeweils bezüglich vielversprechender Technologien. <input type="checkbox"/> Insgesamt D führend bei F&E-Anstrengungen für Energiespeicher.
Gesellschaftliche Akzeptanz
<input type="checkbox"/> Marktakzeptanz abhängig von Erlössituation durch Speicherintegration und Situation aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen (CO ₂ -Vermeidungskosten, Strommarktdesign) <input type="checkbox"/> Hohes Risiko lokaler Akzeptanz bei Pumpspeichern, hohe Akzeptanz bei allen anderen Speichern.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
<input type="checkbox"/> Geringe Pfadabhängigkeiten, da Speicherbedarf bei hohen Anteilen von EE unumstritten. <input type="checkbox"/> Reaktionsfähigkeit: lange Investitionszyklen bei Kraftwerken und industriellen Prozessen. <input type="checkbox"/> Bezüglich A große Robustheit durch breitgefächerte Nutzung als Querschnittstechnologie.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
<input type="checkbox"/> Große Wärmespeicher bedingen Fernwärmenetze, ansonsten Wärmespeicher als lokale Technik <input type="checkbox"/> Stromspeicher verringern die Anforderungen an den Zubau von Stromnetzen.
Systemkompatibilität
<input type="checkbox"/> Integration von Speichern erfüllt einen Nutzen im System (Flexibilisierung, Effizienzsteigerung). <input type="checkbox"/> Speicher leisten an den Sektorengrenzen wertvolle Beiträge zur Stabilisierung.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien – im Wesentlichen aus PV und Wind – steigen die Anforderungen bei deren netzverträglicher Integration ins Energiesystem. Die nicht bedarfsgerechte Erzeugung stellt vor dem Hintergrund einer stabil zu haltenden Versorgungssicherheit eine große Herausforderung dar.

Im *Stromnetz* führt dies zu einem verringerten Grundlastanteil konventioneller Kraftwerke und zu erheblichen Residuallastschwankungen mit ausgeprägten Gradienten. Die angestrebte Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr mit Hilfe erneuerbaren Stroms wird das Problem weiter verschärfen.

Über 50 % der Endenergie wird für die *Wärmeversorgung* von Haushalten sowie gewerblichen und industriellen Prozessen eingesetzt. Abhängig vom jeweiligen Sektor setzt sich diese aus unterschiedlichen Anteilen aus Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus zusammen. Lediglich knapp 15 % werden bisher aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt. Die Reduzierung des Wärmeverbrauchs und der anzustrebende Ersatz fossiler Energiequellen durch erneuerbare Wärme und erneuerbare Brennstoffe sowie Power-to-Heat-Technologien werden einen weiteren Flexibilisierungsbedarf schaffen und den Effizienzdruck erhöhen.

In einem zukünftigen Energiesystem wird diesen Anforderungen Rechnung getragen und eine Integration entsprechender Technologien zur Flexibilisierung und Effizienzsteigerung gewährleistet sein müssen. *Energiespeicher für Wärme und Strom* spielen dabei eine bedeutende Rolle.

Erzeugungsseitig kann durch *thermische Energiespeicher* die Stromerzeugung z. B. in GuD-KWK- oder Kohlekraftwerken flexibilisiert sowie die Grundlastfähigkeit von solarthermischen Kraftwerken realisiert werden. Wärmespeicher-gestützte Power-to-Heat-Technologien ermöglichen eine Verschiebung von Stromlasten auf Verbrauchsseite. In gewerblichen und industriellen Prozessen können bisher ungenutzte Abwärmepotenziale mit Hilfe von Wärmespeichern gehoben und damit Effizienzsteigerungen erzielt werden. Im Niedertemperaturbereich kann durch Speicherung der erzielbare Energieeintrag erneuerbarer Energien signifikant erhöht werden.

Der von zentralen *Stromspeichern* zu leistende Beitrag fokussiert sich auf den Netzausgleich und die Netzstützung im Transport- und Verteilnetz.

Aufgrund ihrer unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten werden die hier dargestellten Technologien im Folgenden in *thermische Energiespeicher* und *zentrale Stromspeicher* gruppiert und getrennt voneinander behandelt.

1.2 Thermische Energiespeicher

1.2.1 Anwendungen

Thermische Energiespeicher kommen als Querschnittstechnologie in einem sehr breiten Anwendungsfeld zum Einsatz. Im Niedertemperaturbereich dient Wasser als kostengünstiges und effektives Speichermedium zur Pufferspeicherung im Gebäu-

debereich und in Fernwärmenetzen. Große unterirdische Speicher können zum Ausgleich saisonaler Schwankungen und zur Erhöhung der erneuerbaren Anteile an der Wärmebereitstellung für die Gebäudeversorgung beitragen. Phasenwechselspeicher werden für den Ausgleich von Temperaturschwankungen und in Low-Ex-Systemen in der Gebäudeklimatisierung eingesetzt. Im gewerblichen Bereich spielt auch die Kältespeicherung eine Rolle.

Für Hochtemperatur-Wärmespeicher gibt es einige seit langem etablierte Industrieanwendungen, etwa zur Effizienzsteigerung in Prozessen der Glas- oder Stahlindustrie. In den vergangenen Jahren haben sich außerdem Flüssigsalzspeicher für solarthermische Kraftwerke kommerziell durchgesetzt. Weiterer Bedarf ergibt sich im Hochtemperaturbereich für die Schöpfung von Abwärmepotenzialen in den Prozessen energieintensiver Industriebranchen. Fällt die Abwärme mit zeitlichem Versatz oder fluktuierend an, so ist eine Vergleichmäßigung mittels Wärmespeichern die Voraussetzung für Effizienzsteigerungen durch Reintegration oder Verstromung der Wärme. Weitergehende Beiträge zur CO₂-Einsparung werden in diesem Umfeld nur durch eine Dekarbonisierung von Industriewärme leistbar sein. Entsprechende Power-to-Heat-Technologien erfordern speichergestützte Lösungen beim zeitlichen Ausgleich von Prozesswärmebedarfen und fluktuierend anfallendem Strom.

Auch Lösungen zur Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung hängen häufig von Speichertechnologien für Hochtemperaturwärme ab, so etwa die Betriebsflexibilisierung von GuD- und Kohlekraftwerken, die Kraft-Wärmekopplung oder die adiabate Druckluftspeicherung. Insgesamt ist zu erwarten, dass an den Sektorgrenzen Speicherlösungen für eine bedarfsgerechte Bereitstellung von Wärme und Strom unter der Nutzung unterschiedlicher erneuerbarer Primärenergiequellen zunehmend an Bedeutung gewinnen werden.

Entsprechend der heterogenen Anwendungen ergeben sich sehr unterschiedliche Anforderungen an Wärmespeicher, die nur durch eine große technologische Breite an Wärmespeichern abgedeckt werden können. Durchsetzen wird sich die jeweils im spezifischen Fall am besten geeignete technische und betriebswirtschaftlich tragfähige Lösung.

1.2.2 Technologien

Im Vergleich zu Strom lässt sich Wärme verhältnismäßig einfach speichern. Gegenüber anderen Speichertechnologien sind vergleichsweise niedrige Kosten, eine große Robustheit, lange Lebensdauern und geringe Ressourcenansprüche zu verzeichnen.

Prinzipiell lassen sich drei Prinzipien zur Speicherung von thermischer Energie unterscheiden: sensible, latente und thermochemische Speicher (Abb. 1-1).

Im Fall *sensibler Speicherung* wird das Speichermedium erhitzt oder abgekühlt. Die gespeicherte Energiemenge hängt damit von der spezifischen Wärmekapazität des Speichermaterials, dessen Masse und der nutzbaren Temperaturänderung ab. Als Speichermedien kommen Flüssigkeiten oder Feststoffe in Frage. Die Anwendungsbreite ist groß und reicht, abhängig vom benötigten Temperaturbereich, von der Brauchwasser- und Gebäudeheizung bis zur Kraftwerksanwendung mittels hochtemperatur-beständiger Flüssigkeiten oder Feststoffen im Gigawattstunden-Maßstab.

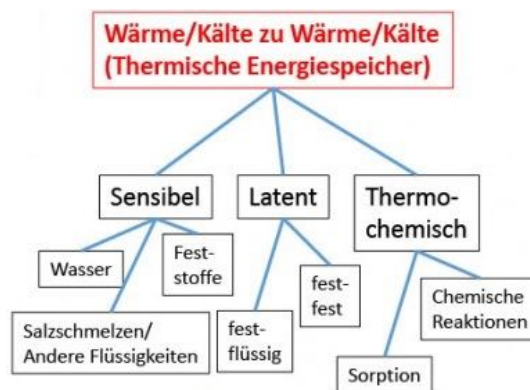


Abb. 1-1 Klassifizierung der Technologien thermischer Energiespeicher

Quelle: BVES (<http://www.bves.de/technologien-2/>)

Latentwärmespeicher nutzen den Enthalpieumsatz der Phasenänderung eines Speichermaterials. Meist handelt es sich dabei um den Übergang zwischen fester und flüssiger Phase. Damit kann eine große Energiemenge auf dem Temperaturniveau des Phasenwechsels zur Verfügung gestellt werden. Es werden verschiedene organische und anorganische Medien wie Paraffine, Salze oder Metalle eingesetzt, die den Temperaturbereich von etwa -50 bis über 600 °C abdecken. Anwendung sind Kühl- und Pufferspeicher in Gebäudeanwendungen sowie Prozesswärme- und Kraftwerksanwendungen mit Dampf.

Thermochemische Speicher nutzen die Enthalpieänderung einer physikalischen Umwandlung (Sorption) oder einer reversiblen chemischen Reaktion zur Speicherung. Da die thermische Energie in chemischer Form gespeichert ist, bleibt diese verlustfrei über beliebige Zeiträume hinweg speicherbar. Gleichzeitig lassen sich mit diesem Speicherprinzip hohe Speicherdichten erreichen. Neben den teilweise noch komplexen Reaktoren stellt insbesondere die Bereitstellung des gasförmigen Reaktionspartners eine Herausforderung dar. Die Vorteile thermochemischer Speicher lassen sich insbesondere bei der Langzeitspeicherung unter Verwendung kostengünstiger Speichermaterialien und durch die Integration vorhandener Prozessgasströme schöpfen. Beispiele hierfür sind Trocknungsprozesse oder die saisonale Speicherung im Gebäudebereich. Darüber hinaus kann das Temperaturniveau bei der Umwandlung gezielt angehoben werden, sodass eine Aufwertung von Wärme möglich wird. Daraus ergibt sich ein weiteres attraktives Anwendungsfeld für thermochemische Systeme. Auf Grund der gekoppelten Vorgänge sind erreichbare Leistungs- bzw. Energiedichten von thermochemischen Speichern grundsätzlich stark von den gewählten Prozessbedingungen abhängig. Diese sollten daher mit angegeben werden. Insgesamt befinden sich die thermochemischen Technologien bis auf einzelne Ausnahmen noch in einem frühen, vorkommerziellen Entwicklungsstadium.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten von Wärmespeichertechnologien

	Einheit	Feststoff-speicher	Flüssig-speicher	Latent-wärme-speicher	Thermo-chemische Speicher
Spez. Energiespeicherdichte (abhg. vom Anwenderprozess)	kWh/m ³	70-150	70-200	~100	150-500
Spez. Leistungsdichte	kW/m ³	20-400	Keine Limitierung	15-80	-
Typ. realisierbare Speichergröße	MWh	1-1.000	500-5.000	0,1-500	-
Speicherwirkungsgrad	%	98	98	98	60-95
Verluste (% der Kapazität pro Tag)	%/d	2-4	2-4	2-4	0
Speicherdauer		Stunden bis Tage	Stunden bis Tage	Stunden bis Tage	Stunden bis Monate
Reaktionszeit		Minuten	Minuten	Minuten	Minuten
Lebensdauer (Zyklen)	-	>10.000	>10.000	>10.000	>10.000 (Sorption)
Lebensdauer (Jahre)	a	>20	>20	>20	-
Investition	€/kWh	15-40	20-50	40-80	-

Quelle: BVES und eigene Abschätzungen

Tab. 1-2 Entwicklung von Wärmespeichertechnologien

	Einheit	Thermische Energiespeicher		
		Heute	2030	2050
Speicher-Wirkungsgrad	%	60-99 _{th}	65-99 _{th}	70-99 _{th}
Speicherdichte (im System)	kWh/m ³	15-200	15-300	15-400
Typische Speichergröße	MWh	0,01-15.000		
Investitionskosten (Kapazität)	€/kWh	0,1-10 _{NT} 25-120 _{HT}	0,1-10 _{NT} 15-80 _{HT}	0,1-10 _{NT} 15-70 _{HT}
Investitionskosten (Leistung)	€/kW	Nur relevant für Pufferspeicher		

Quelle: Eigene Abschätzungen

1.3 Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

1.3.1 Anwendungen

Stromspeicher erfüllen im Elektrizitätssystem eine Vielzahl von Funktionen beim Ausgleich von schwankender Erzeugung und bedarfsgerechter Bereitstellung von Strom sowie mit Netzdienstleistungen in Transport- und Verteilnetz, etwa zur Frequenz- und Spannungshaltung und Schwarzstartfähigkeit. Damit können sie zur Ver-

sorgungssicherheit und zur Integration erneuerbaren Stroms, etwa zur Direktvermarktung von EE oder der Vermeidung ihrer Abregelung, beitragen.

Zunehmende Bedeutung erhalten sie künftig bei weiter steigendem Flexibilisierungsbedarf im System, insbesondere wenn konkurrierende Maßnahmen wie Netzausbau und flexible Erzeugung ausgeschöpft oder nicht rechtzeitig umsetzbar sind. Die Studienlage zum Ausgleichsbedarf stellt sich mit etwa 60-309 GW bis zur Erreichung des 2 °C-Ziels (IEA 2014: 271) uneinheitlich dar und erfasst in der Regel den Bedarf im Verteilnetz nicht. Die zur Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr und Wärme benötigte Sektorkopplung erhöht den Strombedarf und damit den Ausgleichsbedarf noch einmal erheblich.

Bisher sind wenige großmaßstäbliche Speichertechnologien in kommerzieller Nutzung. Die größten Kapazitäten stellen heute Pumpspeicherkraftwerke (PSW) mit etwa 37 GWh für die Bereitstellung von Regenergie, Spitzenlasterzeugung und Netzdienstleistungen. Sie decken damit den Anwendungsbereich Kurz- und Mittelfristspeicher ab.

1.3.2 Technologien

Die zur Stromspeicherung zum Einsatz kommenden Technologien können nach ihrem physikalischen Prinzip oder nach typischer Beladedauer und Zweck unterteilt werden (Abb. 1-2). Bei den hier betrachteten Stromspeichern wird die zu speichernde Energie als kinetische, bzw. als mechanische und/oder thermische Energie gespeichert.

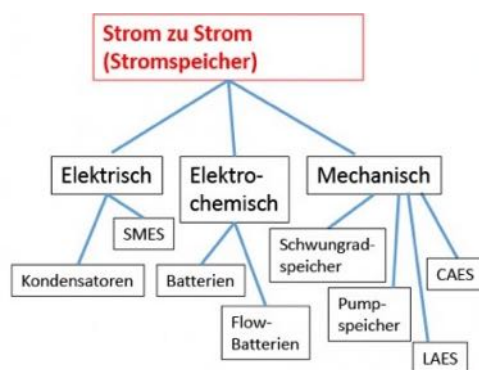


Abb. 1-2 Klassifizierung von Stromspeicher-Technologien

Quelle: BVES (<http://www.bves.de/technologien-2/>)

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) nutzen die Höhendifferenz zwischen einem oberen und einem unteren Speicherbecken. Zur Speicherung wird das Wasser durch von Motorgeneratoren angetriebenen Pumpen über Rohrleitungen vom unteren in das obere Speicherbecken gepumpt und dort als potenzielle Energie (Lageenergie) gespeichert. Zur Stromerzeugung strömt das gespeicherte Wasser über die Rohrleitungen und Turbinen zurück in das untere Becken. Die Turbinen treiben Generatoren an, die den erzeugten Strom in das Stromnetz einspeisen. In Deutschland beträgt die maximale Höhendifferenz zwischen den beiden Speicherbecken – die sogenannte Fallhöhe – über 600 Meter. Die typische Entladedauer liegt bei 4-9 Volllaststunden.

Druckluftenergiespeicher (CAES) nutzen typischerweise in Kavernen gespeicherte Druckluft. Beim Beladen wird Luft auf hohe Drücke komprimiert und im Hohlvolumen gespeichert, bei Strombedarf wird sie in einer Turbine entspannt. In „*adiabaten*“ *Druckluftspeichern* (ACAES) wird zur Verbesserung des Wirkungsgrads und für die lokale Emissionsfreiheit die unvermeidlich anfallende Kompressionswärme gespeichert und beim Entladeprozess re-integriert. Typische Anlagenleistungen und Entladedauern liegen zwischen 10 und 300 MW_{el}, bzw. bei 4-10 Stunden. Drücke und Temperaturen variieren je nach Anzahl der Anlagenstufen. Der für die Salzkavernen benötigte Untergrund findet sich insbesondere in Norddeutschland und Nordwest-Europa. Aquifere sind eine Alternative und erhöhen das Potenzial weiter. Für kleinere Anlagen kommen auch Gasröhrenspeicher infrage.

Wie bei Druckluftenergiespeichern nutzt der *Flüssigluftenergiespeicher* (LAES) die Kompression und Expansion von Luft. Allerdings wird die Luft hier in verflüssigtem Zustand gespeichert. Dazu wird diese in einem Luftverflüssigungsprozess auf ca. -190 °C abgekühlt und anschließend in einem kryogenen Speichertank bei niedrigem Druck gelagert. Bei der Rückverstromung wird die flüssige Luft verdichtet, verdampft und erwärmt. Bei „*adiabaten*“ *Flüssigluftspeichern* (ALAES) wird durch die Speicherung und Wiedereinkopplung der Kompressionsabwärme eine erhebliche Wirkungsgradverbesserung und lokale Emissionsfreiheit erreicht. Typische Anlagenleistungen und Speicherkapazitäten erreichen ähnliche Werte wie CAES-Anlagen.

Bei *Strom-Wärme-Strom-Speichern* (SWS) wird die Stromspeicherung über einen Wärmespeicher realisiert. Eine vergleichsweise effiziente Variante sind *Thermopotenzielspeicher* (PHES): Sie nutzen zur elektrischen Speicherbeladung einen Wärmepumpenprozess; bei der Entladung wird die vom Speicher bereitgestellte Wärme zum Antrieb eines Turbinenprozesses eingesetzt. Als besonders aussichtsreich gelten Systeme, die auf einem Gasturbinen- oder Dampfturbinenprozess basieren. Es ist ein ähnlicher Leistungs- bzw. Kapazitätsbereich wie bei CAES denkbar. Eine technisch einfachere, allerdings weniger effiziente Variante, bei der der Wärmepumpenprozess durch eine elektrische Direktbeheizung ersetzt wird, wird als *Elektrowärmekraftwerk* (EWK) bezeichnet.

Die vorgenannten Systeme CAES, LAES und PHES können grundsätzlich ähnlich hohe Wirkungsgrade wie PSW erreichen und diese durch die Einbindung von Abwärme noch weiter erhöhen.

Schwungradspeicher speichern Strom als Rotationsenergie. Zum Speichern wird ein Rotor auf sehr hohe Geschwindigkeiten beschleunigt. Beim Entladen treibt der Rotor einen Generator. Hauptanwendung ist die Leistungsbereitstellung. Typische Lade- bzw. Entladedauern liegen zwischen 20 Sekunden und 20 Minuten mit Leistungen bis 20 MW.

Pumpwasserkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke, Flüssigluftkraftwerke und Strom-Wärme-Strom-Speicher sind Technologien, die vornehmlich auf Anwendungen als zentrale Speicher für den Netzausgleich (Regelenergie, Spitzenlastbereitstellung) und Netzstabilität im Transport- und Verteilnetz zielen. Mit typischen Speicherkapazitäten im Stundenbereich zählen sie zu den Kurzzeitspeichern.

Schwungradspeicher werden als Kurzzeitspeicher im Sekundenbereich in dezentrale Anwendungen zur Netzstabilisierung (Frequenzregelung) und unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) eingesetzt. In dieser Anwendung bieten sie gegenüber Batterien den Vorteil besserer Lebensdauern bei sehr hohen Zykluszahlen, sind allerdings aufgrund ihrer höheren Selbstentladeraten in ihrer Speicherkapazität begrenzt.

Tab. 1-3 Techno-ökonomische Kenndaten von Stromspeichertechnologien

	Einheit	Pump-speicher-KW	Adiab. CAES	Adiab. LAES	EWK	PHES	Schwungradspeicher
Typ. realisierbare Speichergröße	MWh	bis 800	5-5.000	5-5.000	5-5.000	5-5.000	bis 5
Speicherwirkungsgrad	%	75-80	60-70	50-65	35-45	50-70	80-95
Standverluste (% der Kapazität)			~3 %/d	~3 %/d	~3 %/d	~4 %/d	~5 %/h
Speicherdauer		Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Minuten
Reaktionszeit		Minuten	Minuten	Minuten	Minuten	Minuten	<1s
Lebensdauer (Zyklen)	-	>20.000	>20.000	>20.000	>20.000	>20.000	>10.000
Lebensdauer (Jahre)	a	>>30	30	30	30	30	>15
Investition	€/kW	500-2.000 ¹⁾	~ 1.300	1.100-3.000	800-1.000		900-1.300

1) FhG Metastudie 2015

*) zur Integration in bestehenden Kraftwerksblock

CAES = Druckluftenergiespeicher; LAES = Flüssiglufthochdruckspeicher; EWK = Elektrowärmekraftwerke; PHES = Thermopotenzialspeicher

Quelle: BVES und eigene Abschätzungen

Tab. 1-4 Entwicklung von Stromspeichertechnologien

	Einheit	Zentrale Stromspeicher		
		Heute	2030	2050
Speicher-Wirkungsgrad	%	35-80 _{el}		65-82 _{el}
Speicherdichte (im System)	kWh/m ³		irrelevant	
Typische Speichergröße	MWh		5000	
Investitionskosten (Kapazität)	€/kWh		größenabhängig	
Investitionskosten (Leistung)	€/kW	500-3.000	500-2.500	500-2.000

Quelle: Eigene Abschätzungen

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Thermische Energiespeicher

Wärmespeicher finden als Querschnittstechnologie in einem breiten Anwendungsspektrum Einsatz. Die F&E-Arbeiten zielen daher zum einen auf die Weiterentwicklung entlang der technologischen Entwicklungslinien für sensible, latente und thermochemische Speicher. Hier stehen insbesondere ein tieferes Verständnis und eine verbesserte Funktionalität der Speichermaterialien im Fokus. Deren Nutzung setzt sich in der Entwicklung effizienter und kostengünstiger Speicherkonzepte fort. Die Erarbeitung anwendungsspezifischer Lösungen, die einen größtmöglichen Nutzen des Speichers im Prozess erlauben, ist daher andererseits die Voraussetzung für einen erfolgreichen Einsatz thermischer Energiespeicher in verfahrenstechnischen Prozessen.

Dementsprechend umfasst das F&E-Umfeld in Deutschland breite Forschungsaktivitäten im Materialbereich, die sich in den vergangenen Jahren insbesondere auf Phasenwechselmaterialien und thermochemische Materialien fokussiert haben. Hier findet im Rahmen europäischer und internationaler Projekte auch eine gute Vernetzung über Deutschland hinaus statt. Auf Seiten der Speicherentwicklung sind unterschiedliche kleinere Forschergruppen an Universitäten und außeruniversitären Forschungseinrichtungen mit Einzeltechnologien für jeweils spezifische Anwendungen aktiv. Es gibt nur wenige Forschungseinrichtungen (wie z. B. das DLR, das ZAE und das Fraunhofer ISE), deren Aktivitäten in diesem Bereich groß genug sind, um sich mit einem breiteren Spektrum an Technologien und Anwendungen befassen und entsprechende Synergiepotenziale schöpfen zu können.

Insgesamt nimmt die Forschung zu thermischen Energiespeichern in Deutschland an vielen Stellen eine europäisch und international führende Rolle ein. Hier wurden in den vergangenen 10 Jahren große technologische Fortschritte erzielt. Auch ist ein zunehmendes Interesse seitens der Industrie an dieser Technologie zu verzeichnen. Daraus resultieren zahlreiche Projekte mit Industriebeteiligung, die bereits bei noch niedrigen oder mittleren Technologiereifegraden (TRL 1-6) eine frühzeitige Einbindung der nutzerseitigen Anforderungen gewährleisten. Der Übergang neuer technologischer Lösungen vom Labor in die kommerzielle Anwendung insbesondere im Hochtemperaturbereich erfolgt bisher in wenigen Beispielen geförderter Projekte unter direkter Einbindung einzelner Firmen.

Für kommerziell verfügbare Lösungen wie Wasserspeicher oder Flüssigsalzspeicher erfolgt die Erarbeitung von Standards und Normen für die Industrie unter Einbindung des Wissens aus der Forschung.

Der F&E-Stand einzelner Technologien stellt sich in Deutschland wie folgt dar:

Wasserspeicher sind heutzutage bereits kommerziell (TRL 9) als drucklose Systeme mit einer maximalen Speichertemperatur von 100 °C, Niederdrucksysteme bis 150 °C und Ruths-Speicher mit typischen Drücken bis 40 bar und max. 250 °C verfügbar. Weitergehende Forschung erfolgt an Hochleistungs-Isolationsmaterialien für kleine Systeme, kostengünstigen Behältern und Untergrundlösungen für großskalige Speicher. Systemfragestellungen zu Pufferspeichern für solarthermische Anlagen werden

in Feldtests untersucht, und es werden Standards und Normen zur besseren Auslegung großer Systeme entwickelt.



Abb.2-1 Unterschiedliche Arten von Warmwasserspeichern: links: Pufferspeicher für den dezentralen Einsatz, Mitte und rechts: saisonale Speicher für Wärmenetze

Quelle: Kospel; ZAE; Arcon Sunmark

Hochtemperatur-Flüssigspeicher auf der Basis von Nitratsalzen werden seit einigen Jahren kommerziell in solarthermischen Kraftwerken eingesetzt (TRL 9). Gleichzeitig gibt es wenige Erfahrungen in Bezug auf die langfristige Stabilität der Salzmischnungen und es wird an Kostensenkungspotenzialen durch eine Erweiterung des Temperaturbereichs und neuartige Speicherkonzepte geforscht. Die optimale Einbindung der Speicher in den Betrieb solarthermischer Kraftwerke ist ebenfalls Gegenstand der kooperativen Forschung. Als Technologietreiber im CSP-Bereich besitzt Deutschland diesbezüglich eine ausgeprägte Forschungslandschaft. Hochtemperatur-Flüssigspeicher auf der Basis von Flüssigmetallen (Natrium, Blei-Wismuth u. a.) sind bisher Nischenanwendungen vorbehalten. Entsprechende Forschungskapazitäten in Deutschland entspringen einem Technologietransfer aus dem Nuklearbereich.



Abb.2-2 Flüssigsalzspeicher in einem solarthermischen Kraftwerk

Quelle: DLR

Hochtemperatur-Feststoffspeicher werden in einzelnen Anwendungen, etwa in der Stahl- oder Glasindustrie oder zur Abluftreinigung, kommerziell eingesetzt. Ihr Einsatz in Kraftwerksprozessen befindet sich dagegen im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium und wird in einigen laufenden oder unlängst abgeschlossenen F&E-Projekten betrachtet, so etwa zur Flexibilisierung von GuD-Kraftwerken, für die Nutzung in CSP-Kraftwerken oder in adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken (siehe Kapitel 2.1). In den genannten Anwendungen steht die Technologie vor der Demonstrationsreife (TRL 4-5). Im Solarturmkraftwerk Jülich ist die Technik im Pilotmaßstab realisiert. Zur Nutzung in Industriewärmeanwendungen (Stahl, Eisenguss)

gibt es Konzeptüberlegungen. Materialuntersuchungen zielen meist auf eine weitere Kostensenkung.

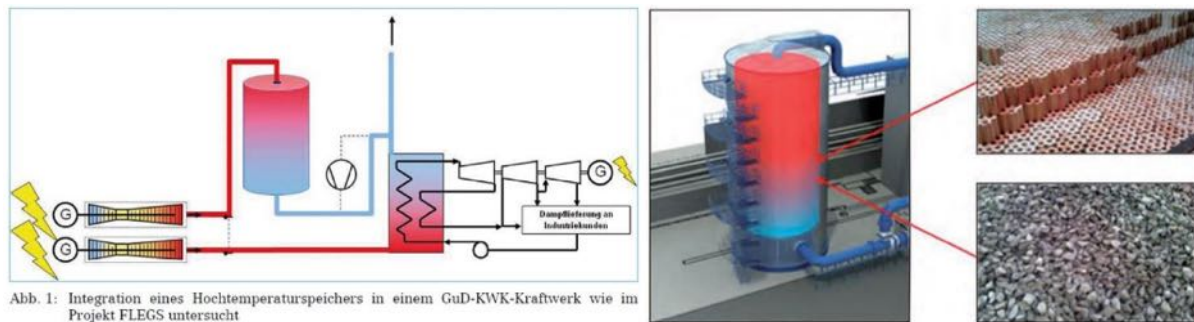


Abb. 1: Integration eines Hochtemperaturspeichers in einem GuD-KWK-Kraftwerk wie im Projekt FLEGS untersucht

Abb.2-3 Integration eines Feststoff-Schütttspeichers in einem 300 MW GuD-KWK-Kraftwerk

Quelle: RWE; DLR

Im Bereich von *Niedertemperatur-Latentwärmespeichern* kann ein breites Spektrum an Phasenwechselmaterialien als am Markt verfügbar betrachtet werden. Forschungsaktivitäten umfassen u. a. Arbeiten auf dem Gebiet der Materialverkapselung, der Erhöhung der Leistungsdichte und der Kostenreduktion. Sie zielen auf den Einsatz entsprechender Latentwärmespeicher in Low-Ex-Systemen im Gebäudebereich. Erste Umsetzungsbeispiele befinden sich in der Anwendung.

Passive *Hochtemperatur-Latentwärmespeicher* auf der Basis von Nitratsalz mit integriertem Rippenrohrwärmeübertragern für Dampfprozesse wurden in den vergangenen Jahren kontinuierlich weiterentwickelt. Eine erste Demonstration im realen Anwendungsumfeld erfolgte durch die Integration eines 700 kW/700 kWh Experimentalspeichers in ein Dampfkraftwerk. Die Integration eines 6 MW/1,5 MWh-Leistungsspeichers zur Dampfbesicherung in einem Heizkraftwerk steht unmittelbar bevor (TRL 5). Laufende Entwicklungsanstrengungen adressieren Kostenreduktion und individuelle Anpassung der Technologie an spezifische Anwendungen.

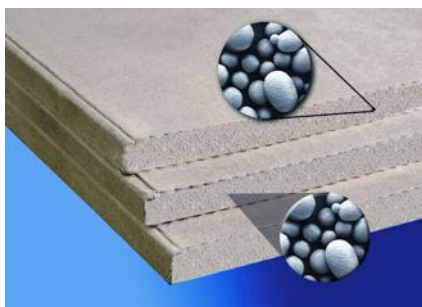


Abb.2-4 Latentwärmespeicher – links: Mikroverkapselte Niedertemperatur-PCM als Baumaterial, rechts: Hochtemperatur-Kombi-Testspeicher mit sensiblem und latentem Teil zur Integration in ein Dampfkraftwerk

Quelle: BASF; DLR

Daneben zielen aktuelle Forschungsaktivitäten auf die Trennung von Leistung und Kapazität und die Stabilisierung der Entladekennlinie. Hierzu werden von einigen Forschergruppen (u. a. Fraunhofer ISE; DLR) vollständig neue, aktive Speicherkonzepte entwickelt. Diese aktiven Konzepte befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium (TRL 1-4). Es wird eine deutlich erleichterte Integration in zahlreiche Anwendungen sowie eine Vergrößerung der Anzahl potenzieller Anwendungen für Latentwärmespeicher erwartet.

Thermochemische Speicher befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium (TRL 3-4) und haben in den letzten 10 Jahren zunehmende Aufmerksamkeit und eine entsprechende Zunahme der Forschungsaktivitäten erfahren.

Intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind im Bereich physikalischer Speichermaterialien zur Sorption sowie zu ausgewählten chemischen Reaktionssystemen zu verzeichnen. Zunehmenden Fokus erhielt die Untersuchung kombinierter Materialien zur Funktionsverbesserung sowie Fragestellungen zur Lebensdauer in Verbindung mit ggf. nachteiligen Materialveränderungen. Daneben adressierten einige Arbeiten die Reaktorentwicklung, insbesondere den Bereich der effizienten Wärmeübertragung vom/zum reaktiven Speichermaterial. Im Bereich der Entwicklung von Prototypen (TRL 3-4) wurden in den letzten Jahren einige nationale und europäische Forschungsprojekte abgeschlossen. Zielstellung war dabei jeweils der Funktionsnachweis spezifisch auf den Anwendungsfall angepasster Reaktorsysteme. Eine effiziente Integration in reale Systeme und eine entsprechende Skalierung ist ein noch ausstehender wichtiger Entwicklungsschritt – der nicht zuletzt auf Grund des frühen Entwicklungsstadiums dieser Technologie mit einem hohen Risiko und offenen wissenschaftlichen Fragestellungen verbunden ist.

Im Bereich der Kombination von Wärmespeicher und Wärmepumpe konnten nationale Projekte im Labormaßstab und bereits im Demonstrationsmaßstab erfolgreich abgeschlossen werden. Die wesentliche Herausforderung liegt auch hier im Bereich der effizienten Integration sowie der generellen Kostenreduktion.



Abb.2-5 Thermochemische Speicher – links: Mobiler Energiespeicher basierend auf Sorption an Zeolithen, rechts: Laboranlage zur Speicherung von Hochtemperaturwärme basierend auf der Reaktion von Kalk mit Wasserdampf

Quelle: ZAE; DLR

2.2 Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Pumpwasserkraftwerke sind eine seit Jahrzehnten erfolgreich betriebene Stromspeichertechnologie (TRL 9). Ausgereifte Komponenten lassen nur noch geringe Verbesserungen bei Leistungsfähigkeit und Kosten erwarten. Die Überprüfung von Ideen nicht-konventioneller PSW – etwa unterirdischer Pumpspeicher – sind Gegenstand von Machbarkeitsstudien.

Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke sind heute Gegenstand von Entwicklungsprojekten (TRL 4-5). Einige der Komponenten sind aus den Betriebserfahrungen mit Kraftwerken der ersten Generation („diabate“ Druckluftspeicherkraftwerke) bekannt. Zu den neuen Komponenten Verdichterstrang und Wärmespeicher wurden in F&E-Aktivitäten der letzten 10 Jahre erhebliche Fortschritte gemacht. Adiabate Verfahrenskonzepte stehen vor der Demonstrationsreife. Die Investitionskosten wurden unter die Kosten von PSW gesenkt. Erfahrungen zum Gesamtsystem stehen noch aus und erfordern einen ersten Experimentalbetrieb.

Adiabate Flüssigluftspeicherkraftwerke befinden sich mit Projekten in England in der Demonstrationsphase: eine erste Anlage („diabat“ geringer Wirkungsgrad, 500 kW) ist in Betrieb, eine zweite Anlage (5 MW) ist in der Bauvorbereitung. In Deutschland gibt es Entwicklungsanstrengungen in einem nationalen F&E-Projekt.

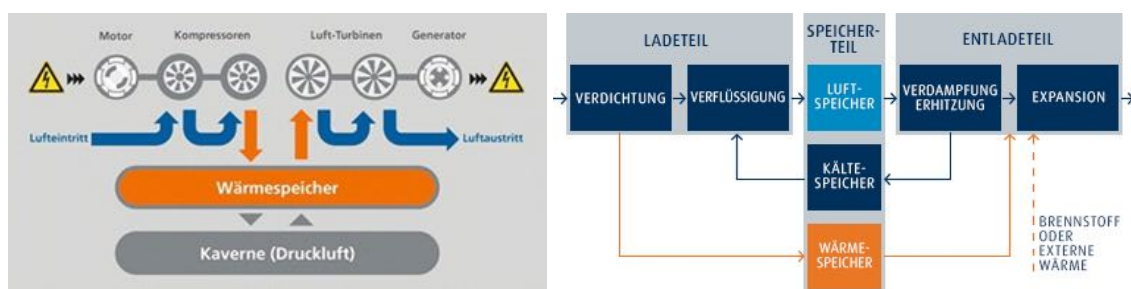


Abb.2-6 Luftbasierte Stromspeicher – links: Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk, rechts: Adiabates Flüssigluftspeicher-Kraftwerk

Quelle: DLR; Linde

Strom-Wärme-Strom-Speicher, d. h. *Thermopotenzialspeicher* und *Elektrowärme-kraftwerke*, sind als Gesamtsystem in einem frühen Konzeptstadium. Unter Verwendung heutiger Technologie sind Systeme realisierbar, deren Wirkungsgrad jedoch erst durch die Einbindung innovativer Technologien in Wirkungsgradbereiche gebracht werden kann, die konkurrenzfähig sind. Dazu wurden von einigen Forschergruppen Konzeptüberlegungen und -berechnungen durchgeführt.

Schwungradspeicher sind kommerziell verfügbar (TRL 9). In den USA werden zwei 20 MW Anlagen zur Frequenzregulierung betrieben. In Deutschland wird ein 600 kW Speicher betrieben. Gleichzeitig gibt es F&E-Bedarf zur weiteren Senkung der Kosten und Erhöhung der Lebensdauer. Forschungsaktivitäten zielen etwa auf eine verbesserte Lagerung zur Verringerung der Selbstentladung und auf Materialentwicklungen zur Leistungssteigerung, etwa Magnetwerkstoffe und Verbundfasern für Rotoren.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die betrachteten Energiespeicher zur Speicherung von Wärme und Strom befinden sich in einem unterschiedlichen Nutzungsumfeld und werden daher separat betrachtet. Die einzelnen Technologien befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien und werden daher z. T. ebenfalls separat betrachtet.

Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher decken bereits heute unterschiedlichste Aufgaben in sehr heterogenen Anwendungsumfeldern in Gebäuden und in Kraftwerks- oder Industrieprozessen ab.

In energieintensiven Industrieprozessen sind in der Regel Effizienzgewinne der Anreiz für ihren Einsatz. Mit künftig neu entstehenden Aufgaben bei KWK, der Verschiebung thermischer Lasten sowie der Dekarbonisierung der – heute im Wesentlichen fossil erzeugten – Industriewärme (siehe Kapitel 1.3.1) wird der Bedarf an thermischen Energiespeichern an der Sektorgrenze Strom-Wärme erheblich ansteigen. Umfassende Berechnungen zum Ausbaubedarf liegen, insbesondere im Bereich industrieller Prozesse, nicht vor. Erste, mit Unterstützung von Branchenvertretern durchgeführte Potenzialstudien sind angelaufen.

Bisher verfügbare kommerzielle Anlagen beruhen im Wesentlichen auf sensiblen Speichern. Im Hochtemperaturbereich sind diese Speicher auf den jeweiligen Anwendungsfall hin optimiert. Eine Anpassung für den Einsatz sensibler Hochtemperaturspeicher in anderen Anwendungen erfordert weitergehende technologische Lösungsansätze. Ebenso bedarf die Nutzung der spezifischen Vorteile latenter und thermochemischer Speicher einer vorhergehenden technologischen Weiterentwicklung – teilweise beginnend mit dem Verständnis grundlegender Fragestellungen. Die Dauer dieser Entwicklungsarbeiten hängt wesentlich von der Höhe der eingesetzten Fördergelder und den verfügbaren Forschungskapazitäten ab. Daran anschließend müssen erste Pilot- und Demonstrationsspeicher gemeinsam mit der Industrie im Anwendungsumfeld realisiert und umfassend getestet werden, um einer kommerziellen Einführung den Weg zu ebnen. Die Einordnung der Vorlaufzeiten erfolgt basierend auf Expertenwissen entsprechend der jeweils unterschiedlichen TRL auf Technologie-Ebene für

- Sensible Speicher / Hochtemperatur
- Latente Speicher / Niedertemperatur
- Latente Speicher / Hochtemperatur
- Thermochemische Speicher

Sensible Speicher im Niedertemperaturbereich (Wasserspeicher) sowie Latente Wärmespeicher als Kältespeicher (Eisspeicher) sind bereits heutzutage in kommerziellen Anlagen im Einsatz und werden daher nicht mehr in der Tabelle aufgeführt.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von thermischen Energiespeichern

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen...

Sensible Speicher / Hochtemperatur

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Latente Speicher / Niedertemperatur

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Latente Speicher / Hochtemperatur

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Thermochemische Speicher

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Derzeit werden noch keine zusätzlichen Stromspeicher zur Sicherung des Energiesystems benötigt, da die Erneuerbaren-Anteile noch ausreichend klein sind. Die Erlösmöglichkeiten sind für Stromspeicher wegen fehlender Anreizsetzung nicht gegeben und haben sich für die im Markt vorhandenen Speicherkraftwerke durch den Strompreisverfall der letzten Jahre eher verschlechtert.

Mit zunehmendem Anteil erneuerbaren Stroms werden Stromspeicher für Netzausgleich und Netzstabilität benötigt (siehe Kapitel 1.2.1). Einen groben Überblick über die Studienlage gibt die Metastudie Energiespeicher des Fraunhofer UMSICHT. Sie beschreibt Technologien und analysiert den Bedarf an Kurz- und Langfristspeichern, ohne spezifischer auf die Rolle einzelner Technologien einzugehen.

In den Studien werden für den Kurzzeit-Speicherbedarf häufig nur Pumpwasserkraftwerke adressiert. Die hier betrachteten Technologien ACAES, ALAES und SWS sind Alternativen und werden daher in der Bewertung als zentrale Kurzzeitspeicher für den Minuten- und Stundenbereich gesammelt betrachtet, siehe Tab. 3-2.

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Kurzzeit-Stromspeichern

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen...

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

Schwungradspeicher dienen im Energiesystem der Netzstützung und konkurrieren in dieser Funktion grundsätzlich mit Batterien. Eine Abgrenzung künftiger Marktanteile gegenüber Batterien hängt wesentlich von Kosten- und Lebensdauerentwicklung beider Technologien ab und ist derzeit nicht abschätzbar. Für die Vorlaufzeiten einer verstärkten Marktdurchdringung sind die Vorlaufzeiten von Lithium-Ionen-Batterien anzusetzen (siehe *Technologiefeld 3.3a: Energiespeicher (elektrisch und elektro-chemisch)*).

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Thermische Energiespeicher

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Die hier betrachteten Technologien zur thermischen Energiespeicherung besitzen unterschiedliche Entwicklungsgrade. Aufgrund des breiten Anwendungsspektrums dieser Speicher ergeben sich zusätzliche Unterscheidungen im Entwicklungsgrad hinsichtlich des Temperaturbereichs. Es wird daher in Tab. 3-3 unterschieden in:

- T1 = Sensible Speicher / Wasserspeicher: Als Pufferspeicher sind diese sowohl in dezentralen Anlagen als auch in zentralen Anlagen in Verbindung mit Nah- und Fernwärmenetzen bereits kommerziell im Einsatz (TRL 9). Große saisonale Speicher befinden sich in Deutschland noch in der Demonstration (TRL 6-7), während sie in Dänemark bereits in kommerziellen Anlagen eingesetzt werden.
- T2 = Sensible Speicher / Hochtemperatur (Flüssigkeiten und Feststoffe): Es existieren kommerzielle Anlagen für einzelne ausgewählte Anwendungen (Regeneratoren für die Stahl- und Glasindustrie, Flüssigsalzspeicher für solarthermische Kraftwerke) mit TRL 9. Für andere Anwendungen in der Kraftwerkstechnik und in der Prozessindustrie wurden entsprechend angepasste, wirtschaftlich tragfähige Lösungen teilweise erst im Labor oder in der Anwendungsumgebung nachgewiesen (TRL 4-5).
- T3 = Latente Speicher / Niedertemperatur: Eisspeicher sowie erste passive Speicher zur Stabilisierung des Raumklimas sind bereits kommerziell im Einsatz (TRL 9), wohingegen sich Phasenwechselmaterialien in aktiven Speichern zur Gebäudeklimatisierung noch im Stadium erster Feldtests befinden (TRL 7-8).
- T4 = Latente Speicher / Hochtemperatur: Aufgrund nachhaltiger Förderung konnten passive Konzepte von Latentwärmespeichern für den Einsatz in Dampfprozessen bis zum Nachweis in anwendungsrelevanter Umgebung (TRL 6) weiterentwickelt werden. Aktive Konzepte wurden erst im Labor nachgewiesen (TRL 4).

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppe Thermische Energiespeicher

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Grundlagenforschung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/ Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionsfähigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level

T1 = Sensible Speicher / Wasserspeicher; T2 = Sensible Speicher / Hochtemperatur; T3 = Latente Speicher / Niedertemperatur; T4 = Latente Speicher / Hochtemperatur; T5 = Thermochemische Speicher / Sorption; T6 = Thermochemische Speicher / Gas-Feststoff-Reaktionen

- T5 = Thermochemische Speicher / Sorption: Abgesehen von einem einzelnen Beispiel (Geschirrspüler mit Zeolith), wurde die Funktionsweise von Sorptionssystemen bisher in anwendungsrelevanter Umgebung nachgewiesen und demonstriert (TRL 5-6).

- T6 = Thermochemische Speicher / Gas-Feststoff-Reaktionen: Die auf reversiblen chemischen Reaktionen beruhende Speicherung von Wärme wurde bisher für unterschiedliche Reaktionssysteme und mit unterschiedlichen Reaktorkonzepten im Labor nachgewiesen (TRL 3-4).

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Die *technischen Risiken* in der Entwicklung thermischer Energiespeicher sind entsprechend der unterschiedlichen Speichertechnologien unterschiedlich zu bewerten. Für *sensible Speicher* besteht ein eher geringes Risiko. Hier sind im Wesentlichen technologische Herausforderungen in Bezug auf Kostensenkungen zu lösen, wie z. B. der Einsatz von Schüttungen in Regeneratorspeichern oder die Verwendung des Eintankkonzepts mit Füllmaterialien als Ersatz des Zweitank-Systems bei Flüssigsalzspeichern. Disruptive Ansätze für den Hochtemperaturbereich mit alternativen Speichermaterialien (Halogensalzen, Flüssigmetallen) bergen ein höheres technologisches Risiko. Bei *latenten Speichern* stellt die Entwicklung effizienter Wärmeübertragungskonzepte die größte technologische Herausforderung dar. Deren Risiko ist insbesondere in Bezug auf aktive Konzepte als „hoch“ zu bewerten. Demgegenüber sind die zum Einsatz kommenden Phasenwechselmaterialien bereits gut erforscht. Das Entwicklungsrisiko *thermochemischer Speicher* ist als sehr hoch zu bezeichnen, da es hier sowohl auf Seiten des Speichermaterials als auch bei deren Nutzung mittels geeigneter Reaktorkonzepte noch grundlegende Fragestellungen zu klären gibt.

Die *wirtschaftlichen Risiken* für einen kommerziellen Einsatz thermischer Energiespeicher sind einerseits in der bisher nicht abzusehenden Kostensenkung in Laufe der Technologieentwicklung und durch Massenfertigung zu sehen. Andererseits hängen Investitionsentscheidungen von Speichern von der jeweiligen Erlössituation ab. Durch den vielfältigen Nutzen thermischer Energiespeicher sowohl zur Effizienzsteigerung als auch zur Flexibilisierung können Erlöse auf unterschiedliche Weise entstehen (Einsparung von Primärenergie, geringere Betriebskosten und längere Lebensdauern von Komponenten durch Speicher gestützte Betriebsweise, bessere Erlössituation in der Strom- oder Wärmeerzeugung etc.). Darüber hinaus spielen regulatorische Randbedingungen eine wesentliche Rolle bei der Quantifizierung des betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Nutzens. Das Risiko wurde daher für sensible Speicher als „eher hoch“ eingestuft. Latente Speicher und thermochemische Speicher haben höhere Investitions- und Betriebskosten, die sich nur im Falle eines entsprechend höher zu bewertenden Nutzens rechtfertigen lassen. Daher wurde das Risiko für diese beiden Technologien mit „hoch“ eingestuft.

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Thermische Energiespeicherung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Sensible Speicher						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Latente Speicher						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Thermochemische Speicher						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Generell haben thermische Energiespeicher kein nennenswertes Rohstoffrisiko, da ausschließlich kostengünstige Speichermaterialien zum Einsatz kommen. Insbesondere für Speicher mit niedrigen Zyklenzahlen müssen die Kosten des Speichermaterials so niedrig wie möglich liegen. Daher kommt hier z. B. im Niedertemperaturbereich bisher im Wesentlichen Wasser zum Einsatz. Für sensible Speicher im Hochtemperaturbereich gehen Bestrebungen ebenfalls in Richtung Einsatz von Naturmaterialien (Gestein) oder zur Verwendung von Abfallmaterialien (z. B. Schlacke aus der Stahlproduktion). Für die in latenten Speichern im Hochtemperaturbereich oder in Flüssigspeichern eingesetzten Salze besteht ebenfalls kein Rohstoffrisiko. Darüber hinaus werden als Feststoffe, die mit Gasen in einem physikalischen oder chemischen Prozess Wärme freisetzen, ausschließlich Rohstoffe eingesetzt, die in großen Mengen und kostengünstig verfügbar sind (z. B. Kalk).

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Die hier behandelten Stromspeicher haben deutlich unterschiedliche Reifegrade und daher auch unterschiedliche technologische Risiken.

Teilkriterien 2.1 Entwicklungsstadium und 2.2a Technisches F&E-Risiko

Pumpwasserkraftwerke sind eine etablierte Technologie und mit sehr geringem technischem Risiko behaftet.

Für *Druckluftspeicher-Kraftwerke mit adiabater Prozessführung (ACAES)* fehlt bisher die Demonstration in marktfähiger Größe. Insbesondere zu Hochdruck-Kompressor, Hochtemperatur-Speicher und Betriebsführung fehlen Erfahrungen. Auch ist die Technik bisher im Wesentlichen für den Kraftwerksmaßstab entwickelt und die bisherigen Konzepte nur begrenzt herunterskalierbar. Da auf vorhandener Technik aufgebaut werden kann, werden die technischen F&E-Risiken allerdings nur als moderat hoch eingeschätzt.

Tab. 3-5 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppe Zentrale Stromspeicher

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Grundlagenforschung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level

T1 = Pumpwasserkraftwerke (PSW); T2 = Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (ACAES); T3 = Adiabate Flüssigluftspeicherkraftwerke (ALAES); T4 = Elektrowärmespeicherkraftwerke (EWK); T5 = Thermopotenzialspeicher (PHES); T6 = Schwungradspeicher (FW)

Flüssigluftspeicher mit adiabater Prozessführung (ALAES) stehen in England vor der Demonstration, wobei Ausführungsdetails nicht bekannt sind. In Deutschland

gibt es lediglich laufende Arbeiten zur Konzeption. Das technologische Risiko wird ähnlich wie bei ACAES-Anlagen eingeschätzt.

Thermopotenzialspeicher (PHES) sind bisher Gegenstand von Konzeptüberlegungen. Für Gasturbinen-basierte Prozesse wird - ähnlich wie bei ACAES-Anlagen - ein mit erhöhten Temperaturen arbeitender, bisher nicht verfügbarer Gas-Kompressor benötigt. Zu dem für einen Dampfturbinen-Prozess benötigten Dampfverdichter gibt es bisher keine Vorarbeiten. Zu Gesamtsystem und Betriebsführung gibt es bisher kaum Untersuchungen. Das technologische Risiko wird deshalb als hoch eingeschätzt. Für *Elektrowärme kraftwerke (EWK)* gibt es derzeit Demonstrationsaktivitäten. Die Technik benötigt weniger unbekannte Komponenten. Hier sind Wärmespeicher und die Hochskalierung von Power-to-Heat-Techniken die risikobehafteten Komponenten. Das technologische Risiko ist eher gering.

Schwungradspeicher sind weltweit in kommerziellem Einsatz. Laufende Arbeiten zielen auf Technologieverbesserungen. Das technische Risiko ist daher gering.

Teilkriterium 2.2b Wirtschaftliches F&E-Risiko

Für die vorgenannten Speicher bestehen derzeit keine günstigen Erlösbedingungen. Die künftigen Randbedingungen für ihren Einsatz und die Entwicklung konkurrierender Flexibilitätsmaßnahmen sind unsicher. Eine künftige Anreizsetzung ist derzeit nicht absehbar. Trotz der recht hohen - auch vom gewählten Szenario abhängigen - Wahrscheinlichkeit für einen künftigen Bedarf besteht daher erhöhtes wirtschaftliches F&E-Risiko.

Für *Schwungradspeicher* sind künftige Marktanteile in der Konkurrenz mit Batteriespeichern unsicher. Eine Kombination der Technologie mit Batterien zur Optimierung der Lebensdauer erscheint allerdings aussichtsreich. Es verbleibt daher ein eher hohes wirtschaftliches Risiko.

Tab. 3-6 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Zentrale Stromspeicher

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Pumpwasserkraftwerke						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ACAES, ALAES						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Elektrowärmekraftwerk						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Thermopotenzialspeicher						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Schwungradspeicher						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Kritische Rohstoffabhängigkeiten sind für keine der behandelten Speichertechnologien bekannt. Grundsätzlich kommen ähnliche Materialien wie im Kraftwerksbau zum Einsatz. Für die in den Stromspeicherkonzepten eingesetzten Wärmespeicher werden – schon aus Kostengründen – gut verfügbare Materialien bis hin zu Natursteinen und Abfallstoffen verwendet.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Thermische Energiespeicher

Im Bereich der Wärmespeicher gibt es keine belastbaren Studien, da deren Einsatz von vielen regulatorischen, ökonomischen und situativen Randbedingungen abhängt. Insbesondere im Hochtemperaturbereich gibt es aktuell noch keine systematischen Erhebungen. Erste Studien sind aktuell angelaufen (siehe auch Kapitel 3.1). Auch sind die Beiträge, welche Speicher zur Effizienzsteigerung in Industrieprozessen beitragen können, bisher nicht systematisch erfasst worden.

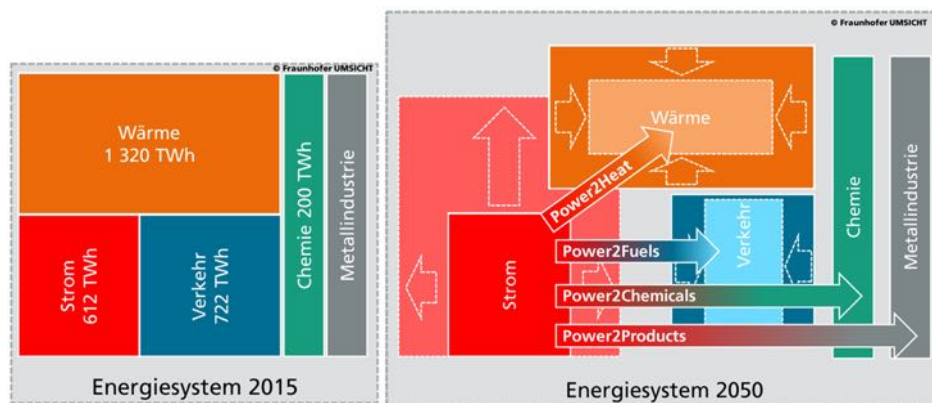


Abb.4-1 Illustration der Sektorenkopplung

Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Die Kopplung der Sektoren wird den Bedarf an Speichern weiter erhöhen, da Speicher in der Regel die Schnittstelle zwischen den Sektoren darstellen (IEA 2014: 267).

Im Niedertemperaturbereich werden Warmwasserspeicher heute sowohl dezentral als auch zentral mit Wärmenetzen schon in Verbindung mit Solarthermie, Geothermie und Wärmepumpen eingesetzt. Im Hochtemperaturbereich gibt es einige Anwendungen für industrielle Prozesse (Cowper-Speicher, Regeneratoren in der Glasindustrie, Ruhspeicher) und für CSP-Kraftwerke.

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Da aufgrund des bestehenden Kraftwerksparks die fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energie noch gut ausgeglichen werden kann, gibt es aktuell keinen dringenden Speicherbedarf – im Gegenteil sind die Speichernutzungen der bestehenden Pumpspeicherkraftwerke eher rückläufig. Dies wird sich mit steigendem Anteil der erneuerbaren Einspeisung und dem Erreichen der Lebensdauern der bestehenden Kraftwerke ändern. Die meisten Studien rechnen zwischen 2030 und 2040 mit einem deutlich steigenden Bedarf an Stromspeichern im Stromsystem. Langfristig zeigen alle Szenarien einen Bedarf an Stromspeichern, ein zukünftiges Energiesystem wird nicht ohne Speicher auskommen.

Die bestehende Studienlage differenziert kaum zwischen unterschiedlichen Speichertypen, oft werden nur „Energiespeicher“ ausgewiesen. Die unterschiedlichen räumli-

chen und zeitlichen Anforderungen an Speicher können im Rahmen dieser Erhebung nur schwierig erfasst werden. Die Zahlen für das im Folgenden genannte internationale Marktpotenzial stammen aus den „IEA Energy Technology Perspectives 2014“. Leider gibt es aus den Szenarien keine detaillierten Zahlen, nur im Speicherkapitel wird der Speicherbedarf für 2050 extrahiert. Die nationalen Zahlen entstammen aus den in der Metastudie Energiespeicher betrachteten Szenarien.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Energiespeicher (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C (IEA ETP 2014, 2DS)		Szenarienbereich INT_besser_2°C (IEA ETP 2014, Breakthrough)	
			GW		GW	
Einheit	GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014			85		85	
2020						
2030						
2040						
2050				309		521

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Energiespeicher

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
	GW		GW	
Einheit	Min	Max	Min	Max
2014 - 2050		224		436
CAGR 14-50		4 %		5 %

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Tab. 4-3 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Energiespeicher (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW		GW	
	Min	Max	Min	Max
2020	8,3	9,3	8,3	9,3
2030	9,3	11,9	9,3	11,9
2040	9,3	15,7	9,3	15,6
2050	9,3	15,7	9,3	15,7

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020	2	4,1	2,5	4,1
2030	1,4	4,5	3,7	4,5
2040	3	5,4	3	6
2050	4,6	6	4,5	8

Tab. 4-4 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Energiespeicher

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW		GW	
	Min	Max	Min	Max
2014 – 2020	0	1	0	1
2021 – 2030	1	2,6	1	2,6
2031 – 2040	0	3,8	1	3,7
2041 – 2050	0	0	1	1
CAGR 14-50	0 %	2 %	0 %	2 %

Der Minimalausbau in Deutschland geht noch von einer geringen Erweiterung der vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten aus. In den anderen Szenarien gibt es einen moderaten Zubau verschiedener Kurzzeitspeicher, die allerdings nicht differenziert ausgewiesen werden, dabei gibt es keine wesentlichen Unterschiede für die 80 % und 95 % Reduktionswelten.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Die Emissionsminderung lässt sich für Energiespeicher als „Enabling Technology“ nur schwer quantifizieren. Daher werden die beiden unterschiedlichen Technologiefelder nur anhand qualitativer Aussagen beurteilt.

Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher tragen in dreierlei Hinsicht zum Erreichen der Klimaziele (CO₂-Reduzierung) bei:

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien (Solarthermie, Geothermie) zur Erzeugung von Niedertemperatur-Wärme im Gebäudesektor durch den Einsatz von Pufferspeichern und großen (saisonalen) Speichern
- Einsparungen oder Ersatz fossiler Primärbrennstoffe zur Erzeugung von Prozesswärme durch
 - Speicher-gestützte Power-to-Heat-Technologien (unter Verwendung von erneuerbarem Strom)
 - Nutzung Speicher-gestützter solarer Prozesswärme
 - Nutzung aufgrund des Einsatzes thermischer Speicher zusätzlich erschlossener Abwärmepotenziale
- Bereitstellung regelbaren erneuerbaren Stroms aus solarthermischen Kraftwerken mit thermischem Speicher im europäischen und internationalen Kontext

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Stromspeicher tragen zu Klima- und Emissionszielen bei:

- Erhöhung des erneuerbaren Anteils an der Stromerzeugung durch die netzkompatible Integration fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und PV, Vermeidung der Abregelung von Wind und PV
- Verringerte Emissionen durch Vermeidung von ineffizienten Betriebspunkten beim Betrieb konventioneller Kraftwerke, etwa in der Nähe der Mindestlast.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Auch der Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz lässt sich für Energiespeicher auf Grund der fehlenden Studienlage nicht qualitativ bewerten. Daher wird dieses Kriterium ebenfalls nur qualitativ bewertet.

Thermische Energiespeicher

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Der Beitrag thermischer Energiespeicher zur Energieeffizienz beinhaltet zwei Aspekte:

- In industriellen Prozessen können zusätzliche Effizienzpotenziale geschöpft werden, indem zeitlich oder im Temperaturniveau fluktuierend anfallende Abwärme durch den Einsatz thermischer Speicher nutzbar gemacht werden kann.
- Durch den Einsatz von KWK-Anlagen wird die eingesetzte Primärenergie mit höheren Effizienzgraden zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt. Erst der Einsatz thermischer Energiespeicher ermöglicht die bedarfsgerechte Bereitstellung von Wärme und Strom und führt zu einem breiteren Einsatz dieser Anlagen.

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Insgesamt werden für thermische Energiespeicher keine kritischen Rohstoffe eingesetzt. Außerdem werden diese durch die Nutzung zur thermischen Energiespeicherung nicht verbraucht, sondern können dem Ressourcenkreislauf wieder zugeführt werden. Darüber hinaus leisten thermische Energiespeicher direkte und indirekte Beiträge zur Ressourceneffizienz:

- Naturmaterialien oder Abfallprodukte (z. B. Schlacke) können direkt als thermisches Speichermaterial eingesetzt werden. Damit werden diese einer zusätzlichen Nutzung zugeführt. Gleichzeitig werden die Materialien während des Einsatzes zur thermischen Speicherung nicht verändert, so dass keine Entsorgungsproblematik entsteht.
- In zentralen fossilen Kraftwerken und industriellen Prozessen ermöglichen thermische Energiespeicher eine flexiblere Betriebsweise bei gleichzeitig geringerer Lastspreizung und niedrigeren Gradienten. Dies ermöglicht längere Lebensdauern einzelner Prozess-Komponenten und führt damit indirekt zu einer verbesserten Effizienz der eingesetzten Ressourcen.

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Stromspeicher schaffen im Kraftwerkspark zusätzliche Flexibilität. Diese führt zu Effizienzgewinnen, da die verbliebenen konventionellen Kraftwerke bei günstigen Betriebspunkten betrieben werden. Insbesondere werden Betriebszustände bei Minimallast, hohe Lastgradienten und Kaltstarts vermieden.

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Stromspeicher tragen zur Ressourceneffizienz bei: Sie erhöhen die effektive Volllaststundenzahl fluktuierender Erzeuger und verringern damit deren Bedarf an Ausbauleistung. Sie tragen auch zur Vermeidung von Netzausbau bei, insbesondere im Verteilnetz.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Aufgrund der vielfach noch fehlenden Marktreife von Energiespeichern und fehlender Studien wird dieses Kriterium nur qualitativ bewertet. Prinzipiell sind beim Einsatz von Speichern kostenseitig einerseits die Investitions- und Betriebskosten der Speicher anzusetzen. Diesen Kosten müssen andererseits die jeweiligen Erlöse im Nutzerprozess gegenübergestellt werden. Die Kosteneffizienz gegenüber einer Referenztechnologie oder einem Betrieb der Prozesse ohne Speicher lässt sich demnach nur unter Berücksichtigung beider Seiten beziffern.

Speicher an den Schnittstellen der Sektoren Strom und Wärme bzw. Strom und Verkehr tragen zu einer systemweiten Optimierung bei, bei dem die Gesamtflexibilität des Energiesystems erhöht wird. Wärme kann kostengünstiger gespeichert werden, im Sektor Verkehr können höhere Preise für Brennstoffe erlöst werden.

Thermische Energiespeicher

Teilkriterium 6.1 Einsparung direkter und indirekter Kosten

Generell lässt sich festhalten, dass im Jahr 2015 laut AGE-B-Datenlage 55,7 % der Endenergie für die Erzeugung von Wärme und Kälte eingesetzt wurden. Dies entspricht einem Gesamtwert von rund 1.350 TWh. Im Industriesektor wird laut Szenarienlage nicht von einem wesentlichen Rückgang des Energieverbrauchs ausgegangen, während im Gebäudesektor Effizienzsteigerungen von knapp 50 % erwartet werden. Insgesamt lässt sich damit jedoch auch im Jahre 2050 in einer 95 % Reduktionswelt von einem Verbrauch an Endenergie für die Erzeugung von Wärme und Kälte von über 1.000 TWh ausgehen. Dies bedeutet, dass der Wärmebereich einen erheblichen Hebel in den volkswirtschaftlichen Kosten darstellt.

Unabhängig von der jeweiligen thermischen Speichertechnologie lassen sich folgende spezifische Aussagen treffen:

- Die kapazitätsbezogenen Investitionskosten für thermische Energiespeicher sind generell niedriger als vergleichbare Kosten für andere Energiespeicher (Stromspeicher). Dies wird insbesondere an der Sektorgrenze Strom-Wärme zu neuen Speichieranwendungen führen.
- Thermische Energiespeicher können als Multi-Funktionsspeicher in bestimmten Prozessen einen Mehrfachnutzen – z. B. zur Effizienzsteigerung und Netzstabilisierung – erfüllen. Daraus lassen sich mehrfache Erlöse generieren, die sich kostenseitig positiv auswirken.
- Teilweise stellt der Einsatz von thermischen Energiespeichern im Vergleich zu anderen Optionen die kostengünstigste Lösung dar. So können bestehende fossile Kraftwerke mit Hilfe thermischer Energiespeicher sehr kostengünstig flexibilisiert und damit für eine Nutzung in der Übergangszeit zu höheren Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung ertüchtigt werden.

Teilkriterium 6.2 Externe Kosten

Durch die Unterstützung in der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und damit eingespartem CO₂ tragen thermische Energiespeicher zur Reduzierung oder Vermeidung externer Kosten bei.

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Teilkriterium 6.1 Einsparung direkter und indirekter Kosten

Stromspeicher können vielfältige Aufgaben im Energiesystem der Zukunft übernehmen. Dies sind (IEA 2014: 247 ff.):

- Im Rahmen der Erzeugung
 - Saisonale Speicher
 - Arbitrage
 - Integration von PV- und Winderzeugung
- Im Rahmen des Systembetriebs
 - Spannungs- und Frequenzhaltung
 - Lastfolgebetrieb
 - Reservekapazität
 - Schwarzstartfähigkeit
- Im Rahmen von Transmission und Verteilung
 - Engpassmanagement
 - Aufschub von Netzausbauinvestitionen

Diese Dienstleistungen stehen in einem Wechselverhältnis zueinander und zu anderen Flexibilitätsoptionen und deren jeweiligen Regulierungen. Die Kosteneffizienz von Stromspeichern hängt daher sehr stark von den jeweiligen regulativen Rahmenbedingungen, den Förderbedingungen und vom Zustand des Stromnetzes (Netzarchitektur, Lastprofile, Wetterbedingungen und Erzeugungsmix) ab, in dem sie eingesetzt werden (IEA 2014: 250). Speicher stehen dabei im Wettbewerb mit anderen Technologieoptionen, welche ähnliche Dienstleistungen anbieten können (z. B. Netzausbau, Smart-Grids, Erzeugungs- und Lastmanagement und thermische Speicher in thermischen Kraftwerken). Die Kostenwirkung lässt sich daher schon im Einzelfall nur schwer bestimmen, noch schwieriger ist daher eine grundsätzliche Aussage abzuleiten.

Eine grobe Abschätzung lässt sich durch die preissetzenden Technologien in den jeweiligen Anwendungen erreichen (IEA 2014: 251):

Tab. 4-5 Geschätzter Wert von Speichieranwendungen

Anwendung	Preissetzende Technologie	Wert
		USD/MWh
Saisonale und Langzeitspeicherung	LCOE Gas CCGT	70-105
Arbitrage	LCOE Gas CCGT	70-91
Frequenzregulierung	Markt	45-51
Lastfolge	LCOE Gas CCGT	99-193
Kurzzeitreserve	Markt	8-22
Kapazitätsreserve	Markt	4-8
Spannungshaltung	Langfristverträge	2-6
Investitionsaufschub für Transmission und Verteilung	LCOE CCGT	89-105
Netzferne Speicher	Dieselelektrogenerator	250-420

Bemerkungen: Die Bandbreite der Kosten für LCOE von Gas CCGT berücksichtigt verschiedene Volllaststunden, Gaspreise rangieren im Bereich von 4 – 10 USD per Mio. BTU. Marktpreise stammen aus 2005 von US Netzen in Kalifornien, ERCOT und New York.

Quelle: IEA (2014: 251)

In den „Energy Technology Perspectives 2014“ hat die IEA eine erste Abschätzung zu den Speicherkosten im Vergleich zu den preissetzenden Vergleichstechnologien durchgeführt (Abb.4-2).

Die hier betrachteten Technologien Pump- und Druckluftspeicher sowie Schwungradspeicher erreichen dabei sowohl heute als auch in 2030 den Kostenbereich der jeweils preissetzenden Technologie, sie können also die Dienstleistungen (tägliche Preisarbitrage, Unterstützung beim Engpassmanagement, Lastfolgebetrieb, Frequenzhaltung) der konventionellen Kraftwerke weitgehend kostenneutral ersetzen. In einem 2 °C-Szenario ist von der Steigerung des Wertes auszugehen (IEA 2014: 260).

Einer der wesentlichen Vorteile der Speichertechnologien ist, dass sie Nutzen in verschiedenen Anwendungen aggregieren können, so können z. B. die Bereitstellung von Reservekapazität und Schwarzstartfähigkeit komplementär zu anderen Anwendungen sein, so dass sich die Erlöse aus verschiedenen Anwendungen addieren können.



Abb.4-2 Vergleich der Speicherkosten mit den preissetzenden Konkurrenztechnologien

Quelle: IEA (2014: 259)

Teilkriterium 6.2 Externe Kosten

Durch die Unterstützung in der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und damit eingespartem CO₂ tragen zentrale Stromspeicher Energiespeicher zur Reduzierung oder Vermeidung externer Kosten bei.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die bestehenden Studien zur Wertschöpfung beziehen sich vor allem auf die erneuerbaren Energieträger. Speicher sind dort bislang nicht untersucht worden. Sie werden erstmalig in der aktuellen Studie „Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende“ im Auftrag des BMWi analysiert. Noch gibt es hierzu keine Ergebnisse.

Da Wärmespeicher für Industrieprozesse in der Regel sehr anlagenspezifisch sind, ist von einem hohen Anteil inländischer Wertschöpfung auszugehen. Deutschland hat international eine führende Stellung im Spezialanlagenbau. Weitere Anteile betreffen den Hochbau, der in der Regel auch eine hohe inländische Wertschöpfung aufzeigt.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Im Bereich thermischer Energiespeicher ist die deutsche Industrie wettbewerbsfähig bzw. hat in einigen kommerziell im Einsatz befindlichen Technologien und Anwendungsfeldern auch die Technologieführerschaft inne.

Für zentrale Stromspeicher besteht ebenfalls Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. An neueren Technologien besteht ein großes Interesse seitens der Industrie, so dass hier Wettbewerbsfähigkeit im Zuge der Kommerzialisierung zu erwarten ist.

Tab. 4-6 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Energiespeicherung

Thermische Energiespeicher	<input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft <input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig <input type="checkbox"/> abgeschlagen
Zentrale Stromspeicher	<input type="checkbox"/> Technologieführerschaft <input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig <input type="checkbox"/> abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Deutschland nimmt in der F&E für Energiespeicher eine deutlich führende Rolle ein. Deutschland ist das Land mit der zweithöchsten absoluten Energiespeicherförderung in der OECD, es wird nur von Japan übertroffen. In Japan ist die Förderung in den letzten Jahren allerdings rückläufig. In den geschätzten Zahlen des Jahres 2015 hat Deutschland Japan bereits überholt. Vergleichbar hohe Fördersummen für Energiespeicher werden außerdem noch in Kanada (27 M€), Korea (27 M€), Großbritannien (23 M€) und Frankreich (21 M€) eingesetzt.

Tab. 4-7 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Energiespeicher – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene für Energiespeicher		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2014)	M€	37,422
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ €/a	19,930
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	28 %
Davon thermische Speicher (keine Trends, da erst ab 2014 in der IEA-Datenbank ausgewiesen)	M€	6,762
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	M€	834,812
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	4,5 %
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	9,7 %
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets für Energiespeicher in Japan		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	€	39,326
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ €/a	-10,44
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	-13 %
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	€	2638,98
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	1,5 %
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	22 %
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	€	359,104
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ €/a	24,44
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	9 %
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	€	15469,319
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	2,3 %
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	2,0 %

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Aufgrund des hohen zeitlichen Aufwands wurde keine quantitative Analyse der Veröffentlichungen und Patente durchgeführt. Dennoch ist aufgrund der Aktivitäten der Autoren in wissenschaftlichen und industriellen Netzwerken eine quantitative Bewertung der beiden Technologiefelder möglich:

Durch die seit einigen Jahren guten Förderbedingungen wurden in Deutschland Personal- und Wissens-Kapazitäten in diesem Bereich aufgebaut, die eine wissenschaftliche Führungsrolle sowohl im europäischen als auch im internationalen Umfeld er-

möglichen. Durch die in Deutschland vorhandene Mischung aus universitärer und außeruniversitärer Forschung werden gleichermaßen alle Ebenen von den Grundlagen bis zur anwendungsnahen Forschung bedient. Aufgrund des insgesamt hohen Interesses an innovativen Technologien zur Flexibilisierung im Strom- und Wärmesektor sowie zur Effizienzsteigerung finden sich auch Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten seitens der Industrie. Dies ermöglicht im Vergleich zu anderen Ländern eine schon frühzeitig auch von der Anwendungsseite geprägte Entwicklung thermischer Energiespeicher und innovativer Stromspeicher wie ACAES, LAES und SWS.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Thermische Energiespeicher

Die Einschätzung für thermische Energiespeicher wird entsprechend deren Anwendungen unterteilt, da sich hieraus sehr unterschiedliche Randbedingungen ergeben. In der Bewertung spielt vielfach die gesamte Anwendung eine Rolle, da der thermische Speicher erst im Gesamtsystem seinen Nutzen erbringen kann – also z. B. für Warmwasserspeicher die Nutzung von Solarthermie.

Tab. 4-8 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Thermische Energiespeicher zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)
Puffer-Warmwasserspeicher in Privat-Gebäuden (Bewertung basierend auf FVEE Positionspapier)	Mittlere Akzeptanz (3)	Vielfach persönlich motivierte Investitionsentscheidungen, Anreize durch regulatorischen Rahmen nicht ausreichend, Änderungen im Gebäudebestand schwierig, Alternativenmaßnahmen im Neubau	Eher hohe Akzeptanz (2)	Solarthermie wird nicht negativ diskutiert, allerdings erfährt PV aufgrund des Preisverfalls mehr Aufmerksamkeit	Hohe Akzeptanz (1)	Integration in Nebenräumen von Gebäuden bis zu einer gewissen Größe einfach möglich
Große (saisonale) Warmwasserspeicher (Bewertung basierend auf FVEE Positionspapier)	Mittlere Akzeptanz (3)	Zu heutigen Preisen wird die Re-Finanzierung über Brennstoff-Einsparung nicht erreicht. Technologie erfolgreich in Dänemark installiert.	Eher hohe Akzeptanz (2)	Solarthermie wird nicht negativ diskutiert, allerdings erfährt PV aufgrund des Preisverfalls mehr Aufmerksamkeit	Eher hohe Akzeptanz (2)	Kaum sichtbarer Eingriff bei Untergrundspeichern, Flächenverbrauch überschaubar bei überirdischen Speichern
Sensible Hochtemperatur-Speicher in industriellen und Kraftwerksprozessen	Mittlere Akzeptanz (3)	Ausgewählte Beispiele vorhanden (CSP, Stahl/Glas-Industrie, KWK), andere Bereiche noch nicht abschätzbar	Hohe Akzeptanz (1)	Thermischer Speicher wird nicht als relevante Einzelkomponente wahrgenommen	Eher hohe Akzeptanz (2)	Installation im industriellen Umfeld, keine (stark) gefährdenden Materialien, daher keine negative Auswirkung auf die Umgebung
Speicher-gestützte Power-to-Heat-Anwendungen	Mittlere Akzeptanz (3)	Einzelne Beispiele vorhanden (z. B. Elektrokessel für Fernwärme), ansonsten noch nicht abschätzbar	Hohe Akzeptanz (1)	Thermischer Speicher wird nicht als relevante Einzelkomponente wahrgenommen	Eher hohe Akzeptanz (2)	Installation im industriellen Umfeld, keine (stark) gefährdenden Materialien, daher keine negative Auswirkung auf die Umgebung

Bewertung mittels 5-stufiger Skala:

Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Tab. 4-9 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Zentrale Stromspeicher zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)
Pumpspeicherkraftwerke	mittlere Akzeptanz (3)	Preisdifferenzen sind zur Zeit im Markt zu gering für weitere Investitionen (z. B. Attdorf)	mittlere Akzeptanz (3)	Pumpspeicher werden in der öffentlichen Debatte nicht negativ diskutiert. Wesentlicher Kritikpunkt ist der Landschaftseingriff (s. lokale Akzeptanz)	niedrige Akzeptanz (5)	Massive Eingriffe in die Landschaft (z. B. Diskussion im Pumpspeicherkraftwerk Attdorf)
Thermopotenzialspeicher	noch keine Erfahrungen					
Druckluftenergiespeicher	mittlere Akzeptanz	Preisdifferenzen sind zur Zeit im Markt zu gering	eher hohe Akzeptanz (2)	Bisher kaum diskutiert, aber auch kaum Auswirkungen auf die Gesellschaft.	eher hohe Akzeptanz (2)	Kaum sichtbare Eingriffe in die Landschaft
Schwungradspeicher	eher hohe Akzeptanz	Eine Anlage bereits im Betrieb, Marktpreise sind wie bei allen Speichertechnologien aktuell kritisch.	eher hohe Akzeptanz (2)	Bisher kaum diskutiert, kaum Auswirkungen auf die Umgebung.	eher hohe Akzeptanz (2)	Kaum Auswirkungen auf die Umgebung.

Bewertung mittels 5-stufiger Skala:

Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Thermische Energiespeicher

Niedertemperaturspeicher für Gebäude und Haushalt

Pufferspeicher für den dezentralen Einsatz sind heutzutage Standardkomponenten und haben daher sehr geringe Planungs- und Bauzeiten. Die Planung und der Bau großer (saisonaler) Speicher benötigt etwas mehr Zeit. Die Nutzungsdauer von Warmwasserspeichern liegt bei etwa 20 Jahren.

Hochtemperaturspeicher in Industrie und Kraftwerkstechnik

Die Planungszeit von thermischen Speichern hängt stark davon ab, ob Standardlösungen verwendet werden können, oder ob es sich um spezifische Einzellösungen

handelt. In beiden Fällen liegt die Planungs- und Bauzeit jedoch im Rahmen weniger Monate. Die Nutzungsdauer der Speicher entspricht derjenigen der industriellen Anlagen oder Kraftwerke und liegt somit bei 10 bis 40 Jahren.

Die Anlagen der Prozesse, in die ein Speicher integriert werden soll, haben teilweise sehr lange Investitionszyklen (Stahlindustrie), hohe Investitionsaufwendungen (Kraftwerke, Stahlindustrie, Chemie) oder können nicht abgeschaltet werden (z. B. Glasindustrie). Dadurch reduziert sich die Möglichkeit zur Nachrüstung von Anlagen oder es ist eine nachträgliche Integration von Speichern im laufenden Betrieb nicht möglich. Langfristig und bei kommerzieller Verfügbarkeit thermischer Speicher ist eine Integration bereits in der Planungsphase der Anlagen möglich.

Tab. 4-10 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Thermische Energiespeicher

Variable	Einheit	Niedertemperatur-speicher			Hochtemperatur-speicher		
		Heute	2030	2050	Heute	2050	2050
Planungszeit	Monate		1-3			1-3	
Bauzeit	Monate		1-6			2-6	
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre		15-20			10-40	
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,1-10	0,1-10	0,1-10	25-120	15-80	15-70

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Zentrale Stromspeicher im Kraftwerksmaßstab benötigen für ihre Planung und Errichtung eine Vorlaufzeit, die derjenigen von Kraftwerken ähnelt und bei etwa 2-3 Jahren liegt. Der heutige Ausbau eines nicht flexibilisierten Kraftwerksparks verhindert den künftigen Bau flexiblerer Kraftwerke. Nachrüstmöglichkeiten sind unter Umständen begrenzt.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Thermische Energiespeicher

Für die Bewertung werden 3 Anwendungsfälle definiert, die ebenfalls im sich anschließenden Kriterium 12 zur Systemkompatibilität verwendet werden.

- Niedertemperaturspeicher (Warmwasserspeicher) für Gebäude und Haushalte
Nah- und Fernwärme-Netze sind die Voraussetzung für eine Verteilung von Niedertemperaturwärme, die z. B. in solarthermischen Anlagen mit saisonaler Speicherung erzeugt wird. Auch fluktuierende Abwärme aus industriellen Prozessen, die über eine Zwischenspeicherung zur Wärmeversorgung von Gebäuden nutzbar gemacht wird, benötigt Nah- oder Fernwärmenetze zur Verteilung. Dezentrale Pufferspeicher für Einzelgebäude sind dagegen unabhängig von Infrastrukturen.

■ **Hochtemperaturspeicher in Industrie und Kraftwerkstechnik**

Durch die Integration thermischer Speicher verändert sich die notwendige Infrastruktur für den Betrieb industrieller Anlagen und Kraftwerke üblicherweise nicht.

■ **Speichergestützte Power-to-Heat-Anwendungen in industriellen Prozessen**

Bei einer zukünftig stark erhöhten Nutzung von Power-to-Heat-Anwendungen zur Bereitstellung bisher aus fossilen Brennstoffen erzeugter Prozesswärme ist eine Anpassung der Gas- und Stromleitungen für den industriellen Standort notwendig.

Tab. 4-11 Abhängigkeit des Technologiefeldes Thermische Energiespeicher von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Dezentrale Pufferspeicher (Warmwasser)		
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Große (saisonale) Warmwasserspeicher für Nah- und Fernwärme		
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hochtemperaturspeicher für industrielle und Kraftwerksprozesse		
Die Nutzung der Technologie(n) ist unabhängig von Infrastrukturen möglich.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von bestehenden Infrastrukturen abhängig.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen bestehende Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen neue Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Power-to-Heat-Anwendungen für industrielle Prozesse		
Die Nutzung der Technologie(n) ist unabhängig von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von bestehenden Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen bestehende Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen neue Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Stromspeicher hängen für ihre Nutzung von der Netzinfrastruktur ab und stellen für diese wiederum ein stabilisierendes Element dar.

Tab. 4-12 Abhängigkeit des Technologiefeldes Zentrale Stromspeicher von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Thermische Energiespeicher

Für die Bewertung werden folgende Anwendungsfälle definiert:

- Niedertemperaturspeicher (Warmwasserspeicher) zur Pufferung oder zum saisonalen Ausgleich von Schwankungen in der Wärmeerzeugung (Heizwärme, Warmwasser)
- Hochtemperaturspeicher zur Effizienzsteigerung oder Flexibilisierung in industriellen oder Kraftwerksprozessen
- Speichergestützte Power-to-Heat-Anwendungen zur Bereitstellung von Prozesswärme oder Prozessdampf

Bei allen Anwendungsfällen wird die Systemgrenze so gewählt, dass unter dem System „thermischer Energiespeicher“ der Speicher inklusive der wärmeübertragenden Einheit und eventuell notwendiger Zusatzkomponenten, die für die Integration notwendig sind (z. B. Pumpen, Verdampfer, etc.), verstanden wird. Das thermische Speichersystem ist in den jeweiligen Nutzer-Prozess eingebettet – also z. B. die Solaranlage und Hausenergieversorgung, den industriellen Prozess, das Kraftwerk. Teilweise ist der Betrieb des thermischen Speichersystems von der Infrastruktur abhängig - teilweise kann das Speichersystem unabhängig betrieben werden (siehe Kriterium 11).

Anwendungsfall 1: „Niedertemperaturspeicher (Warmwasserspeicher) zur Pufferung und zum Ausgleich saisonaler Schwankungen in der Wärmeerzeugung“

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Grundsätzlich treten durch die Integration thermischer Speichersysteme keine unerwünschten oder negativen Auswirkungen auf solar- oder geothermische Anlagen, die Gebäudetechnik oder Wärmenetze auf.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Da der kosteneffiziente Einsatz saisonaler Speichersysteme nach heutigem Entwicklungsstand ausschließlich in großen Skalen sinnvoll ist, werden die entsprechenden

Nah- oder Fernwärmenetze benötigt. Erzeuger- und abnahmeseitig müssen die notwendigen Regeleinheiten installiert werden, um einen effizienten Betrieb komplexer Systeme zu gewährleisten.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Der Einbau thermischer Speichersysteme in Wärmenetze führt zu einer besseren Regelbarkeit durch den Ausgleich von fluktuierender Erzeugung (z. B. durch Solarthermie) und verbrauchsspezifischer Abnahme. Bei einer hohen Durchdringung der Wärmeversorgung mit Wärmenetzen steigt der Anteil erneuerbarer Energien (Solarthermie, Geothermie und PV), die speichergestützt systemkompatibel eingebunden werden können. Diese Technologien stehen in Konkurrenz mit einer Biomassebasierten Wärmeherzeugung.

Gleichzeitig sind der Einsatz energieeffizienter Gebäudetechnik und damit eine Reduzierung des thermischen Energiebedarfs im Gebäudebereich an sich notwendig.

Anwendungsfall 2: „Hochtemperaturspeicher zur Effizienzsteigerung oder Flexibilisierung in industriellen oder Kraftwerksprozessen“

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Die Integration thermischer Speichersysteme hat keine unerwünschten oder negativen Auswirkungen auf industrielle Anlagen sowie zentrale oder dezentrale Kraftwerke. Da es sich in vielen Fällen um die Speicherung von im Prozess auftretender Wärme handelt, welche die Prozessgrenze meist nicht verlässt, treten auch keine Rückwirkungen mit anderen Systemkomponenten auf.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Zur Auskopplung von Hochtemperaturwärme aus Industrieprozessen werden entsprechende Wärmeübertrager benötigt. Insbesondere für die Übertragung aus partikel- oder schadstoffbelasteten Abwärmeströmen mit sehr hohen Temperaturen ist eine Weiterentwicklung gegenüber dem heutigen Stand der Technik notwendig. Wird die gespeicherte Wärme aus Industrieprozessen als solche wieder in den Prozess reintegriert, sind keine zusätzlichen Technologien notwendig. Im Falle einer Umwandlung der Wärme in Kälte oder Strom werden die entsprechenden Umwandlungsaggregate benötigt. Die Abgabe der gespeicherten Wärme als Niedertemperaturwärme setzt einen Anschluss an vorhandene Wärmenetze bzw. deren Ausbau voraus.

Für die Flexibilisierung von Kraftwerksprozessen hängt die Integration von Speichern von detaillierten Untersuchungen der Kraftwerkskonfigurationen und des speichergestützten Kraftwerksbetriebs ab, denn der Speicher als Zusatzkomponente hat weitreichende Rückwirkungen auf den dynamischen Betrieb anderer Komponenten. Es sind außerdem Anpassungen der Wärmespeichertechnologien an die spezifischen Anforderungen nötig. Für Steinkohlekraftwerke werden diese Aufgaben in einem ersten, kürzlich angelaufenen BMWi-Projekt adressiert.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Die Integration von thermischen Energiespeichersystemen konkurriert sowohl in industriellen Prozessen als auch in Kraftwerken mit anderen Optionen zur Effizienzsteigerung und Flexibilisierung. Gleichzeitig sind die Optionen innerhalb dieser verfahrenstechnischen Prozesse aufgrund deren Komplexität und expliziter Betriebsweise vielfach sehr limitiert, sodass nicht jede Technologie beliebig zum Einsatz kommen kann. Mit der Flexibilisierung von Kraftwerken können thermische Energiespeicher einen netzdienlichen Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen liefern und damit den notwendigen Netzausbau reduzieren.

Anwendungsfall 3: „Speichergestützte Power-to-Heat-Anwendungen zur Bereitstellung von Prozesswärme oder Prozessdampf“

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Bei einem hohen Anteil des Ersatzes von bisher mit fossilen Brennstoffen erzeugter Prozesswärme durch speichergestützte Power-to-Heat-Systeme werden entsprechend höhere Mengen erneuerbaren Stroms benötigt. Da dieser vermutlich nicht an den entsprechenden Industriestandorten erzeugt werden kann, würde ein Ausbau der Stromnetze notwendig.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Abhängig vom konkreten Anwendungsfall (industriellen Prozess) muss eine Hybridisierung oder Elektrifizierung der entsprechenden wärmeerzeugenden Komponenten erfolgen.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Abhängig von der Größe des thermischen Energiespeichers können entsprechend flexibilisierte industrielle Anlagen zum Demand-Side-Management genutzt werden und damit Netzdienlichkeit zur Verfügung stellen. Damit werden Industriebetriebe zu aktiven Teilnehmern des Strommarktes, indem sie unterschiedliche Flexibilitätserzeugnisse anbieten.

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Für die Bewertung wird folgender Anwendungsfall definiert:

- Stromspeicher mit einer Speicherkapazität von 4-9 Stunden zum Ausgleich von Erzeugung und Lastschwankungen bzw. zur Nutzung von Preisdifferenzen am Strommarkt (Arbitrage).

Anwendungsfall 4: „Stromspeicher 4-9 Stunden“

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Grundsätzlich stehen Stromspeicher in Wechselwirkung mit dem Stromnetz. Die Rückwirkungen hängen dabei von ihrem Betriebszweck ab. Bei einem netzdienlichen Betrieb – etwa im Verteilnetz – können Überlastungssituationen vermieden und so

erheblich zur Netzstabilisierung beigetragen werden. Bei der Veredlung von nicht steuerbarer „Grundlast“ treten Stromspeicher im Falle der Einspeicherung und Ausspeicherung als zusätzliche Lasten bzw. Erzeuger im Stromsystem auf, so dass ggf. eine höhere Netzbelastung erwartet werden kann.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Stromspeicher lassen sich wie andere Verbraucher und Erzeuger in das Stromnetz integrieren. Grundsätzlich führen sie zu einer verbesserten Robustheit des Gesamtsystems. Bei der Veredlung von Grundlast und Bereitstellung von Reserveleistung können zusätzliche Netzbelastungen durch geeignete Positionierung der Speicher im Netz klein gehalten werden.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Stromspeicher erhöhen vor allem die Flexibilität des Gesamtsystems und unterstützen daher die Integration von nicht flexibler Erzeugung und Last in das Gesamtsystem, in dem sie zum Zeitpunkt der Einspeisung nicht nutzbare Energie aufnehmen und zum Zeitpunkt des Lastbedarfs nicht bereitstehende Erzeugung ersetzen können.

Sie stehen dabei in Konkurrenz zu anderen Optionen der Systemflexibilisierung wie Demand Side Management, Sektorenkopplung sowie einer Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung. Ebenfalls in Konkurrenz stehen dabei zentrale Großspeicher im Übertragungsnetz mit Stromspeichern im Verteilnetz bzw. innerhalb des Einflussbereiches der Stromkunden.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Die im Vorgängerprojekt „Energietechnologien 2050“ (Wietschel et al. 2010) für das Technologiefeld „Speicher“ ausgesprochenen Empfehlungen haben technologisch breit angelegte F&E-Anstrengungen mit Schwerpunktsetzungen bei Druckluftspeicher-Kraftwerken, H₂-GuD-Kraftwerken, Redox-Flow-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien und thermischen Speichern gefordert. Außerdem wurden stabile legislative, politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für Investitionen zur technischen Umsetzung der Technologien angemahnt.

Die technologische Entwicklung wurde mit der „Förderinitiative Energiespeicher“ und im „6. Energieforschungsprogramm“¹ adressiert. Anreizsetzungen in den Sektoren Strom und Wärme fehlen allerdings bisher weitgehend. Zusammen mit den – insbesondere an den Strommärkten – gesunkenen Erlösaussichten für Speicherinvestitionen führt dies dazu, dass die Entwicklung bei Pilotprojekten hinter den Erwartungen zurückbleibt.

Wärme- und Stromspeicher sind für ein Gelingen der Energiewende unverzichtbar; sie werden mittel- und langfristig integrale Bestandteile des Energiesystems sein. Für eine zeitgerechte Verfügbarkeit sind heute die erforderlichen F&E-Anstrengungen anzustoßen. Ein kommerzieller Betrieb von Speichern ist heute nur in Nischenanwendungen möglich. Um ein Stocken der Innovationsprozesse in den Demonstrationsphasen zu vermeiden, ist die Markteinführung zu unterstützen.

Aus den Ergebnissen der obigen Abschnitte leiten sich die nachfolgenden technologiespezifischen F&E-Empfehlungen ab.

5.1 Thermische Energiespeicher

Unterschiedliche Technologien zur Speicherung thermischer Energie werden in verschiedenen jeweils von großer Heterogenität und hoher Komplexität geprägten Anwendungsumfeldern eingesetzt. Einzelne, insbesondere sensible thermische Speicherlösungen haben sich bereits für spezifische Anwendungen kommerziell durchgesetzt. Weiterführende Ansätze sensibler, latenter und thermochemischer Speicher befinden sich noch auf einem niedrigeren technologischen Reifegrad. Gleichzeitig sind die Randbedingungen und Potenziale auf Anwendungsseite vielfach noch nicht systematisch erfasst und unterliegen einem stetigen Wandel aufgrund des sich verändernden Energiesystems.

Es ergeben sich daher zwei Stoßrichtungen für F&E-Empfehlungen in Bezug auf die Weiterentwicklung und den gewinnbringenden Einsatz von thermischen Energiespeichern:

¹

Siehe dazu Bundesanzeiger BAnz AT 30.12.2014 B1, Abschnitt 3.8.

- 1 | Zum einen bedarf es der *Weiterentwicklung sensibler, latenter und thermochemischer Speicher innerhalb der Technologielinien* entsprechend des jeweiligen Entwicklungsstandes (TRL) mit Blick auf die Anforderungen der unterschiedlichen Anwendungen. Der Forschungsbedarf umfasst hier im Einzelnen die folgenden Punkte:
 - Effizienzsteigerung und Kostensenkung von großen Warmwasserspeichern müssen durch Minimierung der thermischen Verluste, Verwendung kostengünstiger Fertigungsmethoden und Standardisierung in der Auslegung und Umsetzung der Speicher erreicht werden.
 - Bei sensiblen Hochtemperaturspeichern muss die Entladedynamik und der Temperaturbereich durch ein angepasstes Speicherdesign an die Erfordernisse der Anwendungen angepasst werden. Darüber hinaus sind die Kosten weiter zu senken und hohe Lebensdauern sicherzustellen. Dabei sind sowohl der Einsatz von kostengünstigen Speichermaterialien oder Materialien für einen breiteren Temperaturbereich als auch neue Speicherkonzepte zu untersuchen.
 - Latente Speicher im Niedertemperaturbereich müssen insbesondere für Anwendungen mit niedrigem treibendem Temperaturgefälle (Low-Ex-Anwendungen) optimiert und in Feldtests für einen Einsatz im Gebäudebereich qualifiziert werden. Darüber hinaus sind weitere Verbesserungen der eingesetzten Phasenwechselmaterialien in Bezug auf die Wärmeübertragung und die Zyklenfestigkeit zu erreichen. Dabei ist ein Augenmerk auf die Verkapselung der Materialien zu richten, was Kosten und Langzeitstabilität angeht.
 - Im Hochtemperaturbereich müssen der Wärmeübergang in latenten Speichern verbessert, der Ladezustand bestimmt und die Kosten gesenkt werden. Dazu sind neue Speicherkonzepte zu entwickeln, die einerseits eine Entkopplung von Leistung und Kapazität des Speichers und andererseits eine kontrollierte Leistungsabgabe während der Entladung ermöglichen (aktive Konzepte). Auch sind „Hybrid-Konzepte“ zu entwickeln, mit welchen der sensible und der latente Anteil des Speichermaterials genutzt werden kann.
 - Die in thermochemischen Speichern eingesetzten Materialien müssen unter Anwendungsbedingungen charakterisiert werden. Anhand dieser Daten muss ein vertieftes Verständnis der Überlagerung von chemischer Reaktion, Wärme- und Stofftransport erarbeitet werden. Dem schließt sich die Entwicklung von Reaktorkonzepten an, welche die spezifischen Vorteile thermochemischer Systeme nutzbar macht. Die intelligente Prozessintegration insbesondere auch des gasförmigen Reaktionspartners stellt einen weiteren Schwerpunkt dar. Insbesondere bei der Langzeitspeicherung ist ein kritischer Blick auf die LCA der eingesetzten Materialien zur Speicherung, aber auch des Reaktors dringend geboten.
- 2 | Zum anderen sind Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen aus den unterschiedlichen Anwendungen heraus notwendig, um vorhandene Potenziale systematisch zu erheben, Prozessrandbedingungen zu erfassen und schlussendlich *optimierte Konzepte zur Integration thermischer Speicher* zu erarbeiten. Für die Betrachtung dieser Fragestellungen sollte prinzipiell Neutralität bezüglich der unterschiedlichen thermischen Energiespeichertechnologien gewährleistet sein. Für die unterschiedlichen Anwendungsfälle ergeben sich folgende Aspekte:

- In Wärmenetzen muss durch den Einsatz von Niedertemperaturspeichern der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung erhöht werden. Gleichzeitig müssen smarte Systemkonfigurationen unter Einbeziehung unterschiedlicher Technologien zur Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor erarbeitet werden, welche die bedarfsgerechte Bereitstellung von Strom und Wärme gewährleisten.
- Die Flexibilisierung von Kraftwerksprozessen durch den Einsatz von thermischen Energiespeichern in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stellt ein wichtiges Bindeglied zwischen dem Strom- und dem Wärmemarkt dar. Die Weiterentwicklung innovativer Speichertechnologien sollte sichergestellt werden, um die Systemdienlichkeit dieser Anlagen weiter zu verbessern, auch wenn deren Wirtschaftlichkeit aktuell nicht immer gegeben ist. In fossilen Kraftwerken muss der Einsatz thermischer Energiespeicher als eine Nachrüst-Option zur Flexibilisierung untersucht werden. Dafür sind kostengünstige und zyklenstabile Hochtemperaturspeicher notwendig.
- Zur Effizienzsteigerung und Flexibilisierung energieintensiver industrieller Prozesse müssen diese gemeinsam mit den Prozessbetreibern detailliert analysiert werden, um die realisierbaren Potenziale systematisch zu erfassen. Soweit möglich müssen daraus standardisierte, Branchen-übergreifende Lösungen für die Integration thermischer Energiespeicher entwickelt werden.
- An der Sektorengrenze zwischen Strom und Wärme muss der Beitrag speicher-gestützter Power-to-Heat-Anwendungen untersucht werden. Dabei sind nicht nur Niedertemperaturanwendungen zu betrachten, sondern auch neue Lösungen im Hochtemperaturbereich zur Bereitstellung von Prozesswärme oder Prozessdampf zu erarbeiten. Diese müssen einerseits unter Berücksichtigung der industriellen Randbedingungen in die Prozesse integrierbar sein und bedingen andererseits die entsprechenden technologischen Speicherlösungen.
- Für alle Anwendungen sollte die Ökonomie der unterschiedlichen Speicheranwendungen untersucht werden, unter welchen Randbedingungen sich für Speicher lohnenswerte Geschäftsmodelle entwickeln lassen. Dabei geht es sowohl um die Ausgestaltung der Prozesse als auch der politischen Rahmenbedingungen, welche Speicher lohnenswert machen.

Aus den Ergebnissen der Forschung und Entwicklung in den beiden oben genannten Bereichen lassen sich die jeweils technisch und ökonomisch am meisten versprechenden thermischen Speicherlösungen für die unterschiedlichen Anwendungsfälle ableiten. Daraus ergibt sich eine dritte wichtige Stoßrichtung für die Entwicklung, damit ein kommerzieller Markteintritt dieser innovativen neuen Ansätze erreicht werden kann:

- 3 | Dabei handelt es sich um die *Realisierung und Demonstration* neuartiger Lösungsansätze für thermische Energiespeicher im jeweiligen Anwendungsumfeld. Vielfach handelt es sich dabei um sogenannte „First-of-its-kind“-Anlagen, die mit einem hohen technischen und wirtschaftlichen Risiko behaftet und damit auf eine öffentliche Förderung angewiesen sind. Die hierfür notwendigen Pilot- und Demonstrationsprojekte erbringen wichtige Betriebserfahrungen der Testspeicher, ermöglichen eine Bewertung und gegebenenfalls eine Verbesserung deren

Charakteristik im Anwendungsprozess und dienen gleichzeitig als Leuchttürme für einen breiteren Markteintritt.

5.2 Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch)

Der in Studien errechnete Ausbaubedarf für Stromspeicher variiert stark mit den zugrunde gelegten Annahmen. Bei aktuellem Marktdesign werden Stromspeicher ab etwa 2025-2030 eine Rolle spielen. Für dezentrale Speicher im Verteilnetz ist ein früherer Markteintritt möglich. Danach wird der Speicherbedarf allerdings schnell ansteigen: ab etwa 40 %-igem Anteil Erneuerbarer an der Stromversorgung läge der Speicherbedarf deutlich über der heutigen Speicherkapazität von etwa 40 GWh.

Zwar konkurrieren Speicher mit anderen Flexibilitätsmaßnahmen (etwa Kraftwerksflexibilisierung, Lastverschiebung, Ausbau Stromnetze), allerdings sind die Nutzungspotenziale der Alternativen beschränkt bzw. Speicher und ihre Alternativen stellen eine gegenseitige Ergänzung dar.

Da für die Entwicklung, Erprobung im Pilotmaßstab und Realisierung der Stromspeichertechnologien erhebliche Zeitvorläufe erforderlich sind, sollten F&E-Anstrengungen heute fortgesetzt und forciert werden. Für die vorgenannten Speicher bestehen derzeit keine günstigen Erlösbedingungen. Ein Erhalt des bisher erreichten Wissensstands und ein weiterer Ausbau hängt daher von einer Förderung – insbesondere auch bei der Pilotisierung – ab. Diese sollte auch dann ermöglicht werden, wenn aufgrund derzeit ungünstiger Erlösbedingungen die industriellen Beiträge geringer ausfallen.

Die F&E-Arbeiten zu *adiabaten Druckluftspeicher-Kraftwerken* (ACAES) haben einen fortgeschrittenen Entwicklungsstand und erhebliche Kostensenkungen erreicht. Sie erfordern weitere Anstrengungen zur Systemerprobung und Betriebsführung.

Adiabate Flüssigluftspeicher (ALAES) und *Thermopotenzialspeicher* (PHES) stellen weniger entwickelte Alternativen dar, die standortunabhängig realisiert werden können. Sie erfordern F&E-Anstrengungen zu Komponenten (Turbomaschinen, Wärmespeicher, Kältespeicher für ALAES) und zur Systemebene (Entwicklung leistungsfähiger Prozessvarianten, Betriebsführung).

Elektrowärmekraftwerke (SWS) stellen eine technisch weniger anspruchsvolle Übergangslösung mit geringerem Wirkungsgrad dar. Hier sind F&E-Anstrengungen zur direktbeheizten Speicherkomponente sowie zu Systemerprobung und Betriebsführung nötig.

Schwungradspeicher sind für Speicherdauern im Minutenbereich heute die Technologie mit der besten Lebensdauer bei hohen Zyklenzahlen. Ihre Vorteile sind daher komplementär zu denen von elektrochemischen Systemen. Ein Betrieb im Verbund mit größerem Batteriesystem ist daher aussichtsreich. Weitere F&E zur Verbesserung von Energiedichte, Lebensdauer und Kosten ist daher erforderlich.

5.3 Querschnittsthemen

Die Entwicklung der Speicher im Energiesystem wird stark vom regulatorischen Rahmen beeinflusst. Es bedarf daher weiterer Forschungsanstrengungen, wie die regulatorischen Rahmenbedingungen ausgestaltet werden sollten, damit sowohl ther-

mische Energiespeicher als auch Stromspeicher ihre Rolle zur Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen und Systemstabilität gewährleisten können.

Das Potenzial der *thermischen Energiespeicherung in Industrieprozessen* zu Dekarbonisierung ist noch relativ wenig erforscht. Hier bedarf es weiterer branchenübergreifender, systematischer Erhebungen zur Erfassung der Potenziale zur Flexibilisierung und Effizienzsteigerung. In diesem Zusammenhang sind die Zusammenarbeit wissenschaftlicher Institutionen und industrienaher Forschungsgruppen (z. B. der Verbandforschungsinstitute) sowie die direkte Einbindung einzelner Industrieunternehmen von grundlegender Bedeutung. Basierend auf diesen Analysen muss erarbeitet werden, wie systematische Anreizstrukturen geschaffen werden können, damit energieintensive Industrieunternehmen einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten und gleichzeitig international konkurrenzfähig bleiben können.

Literaturverzeichnis

- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht an das BMU vom 29.03.2012. FKZ 03MAP146.
- EASE; EERA (2015): Joint EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030, <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/148885-EASE-recommendations-Roadmap-04.pdf>.
- EASE; EERA (2017): Joint EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030 – Update, Veröffentlichung im Frühsommer 2017. <http://ease-storage.eu/event/ease-eera-energy-storage-technology-development-roadmap-workshop/>.
- FVEE Positionspapier (2015): Erneuerbare Energien im Wärmesektor – Aufgaben, Empfehlungen und Perspektiven. http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/15.EE-Waerme/15_FVEE-Positionspapier_EE-Waerme.pdf.
- Genoese, F.; Wietschel, M. (2011): Großtechnische Stromspeicheroptionen im Vergleich. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (6) 26-31.
- IEA (2014): *Energy – Technology Perspectives 2014*.
- IEA (2014): *Technology Roadmap Energy Storage*. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. <https://www.energietechnologien2050.de>

Technologiebericht

3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe

Juri Horst (IZES)

Frank Merten (WI)

Sebastian Kiefer (WI)

Ansgar Taubitz (WI)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Horst, J; Merten, F., Kiefer, S. Taubitz, A. (2018): Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Da bzgl. dieses Technologiefelds keine Bewertung im bisherigen Sinne erfolgt, kann das bisher angewandte Kriterienraster nicht direkt genutzt werden.

Vgl. hierzu Teilbericht 1:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Juri Horst

Tel.: +49 681 / 844 972 37

E-Mail: horst@izes.de

IZES gGmbH – Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme

Altenkesslerstr. 17, Geb. A1

66115 Saarbrücken

Review durch:

Dr. Jakob Wachsmuth (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	865
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	866
Tabellenverzeichnis	867
Abbildungsverzeichnis	868
Zusammenfassung (Steckbrief)	870
1 Hintergrund und Einordnung in das Forschungsvorhaben	872
2 Methodische Vorgehensweise	873
3 Überblick über die Öl-/Gas-Infrastruktur heute	874
1.1 Infrastrukturen für Erdöl und flüssige Kraft- und Brennstoffe	874
1.2 Erdgasinfrastruktur	876
4 Bedarfsermittlung an künftig benötigten Kraft- und Brennstoffen aus ausgewählten Studien und Szenarien	880
1.3 Bedarfe aus nationalen Szenarien	880
1.4 Ableitung des künftigen Infrastrukturbedarfs durch Zuordnung auf Nutzergruppen	881
5 Nutzbarkeit bestehender Infrastruktur	886
1.5 Strombasierte flüssige Kraft- und Brennstoffe	886
1.5.1 <i>Ethanol</i>	886
1.5.2 <i>Methanol</i>	887
1.5.3 <i>Fischer-Tropsch-Rohöl</i>	888
1.6 Strombasierte Gase	888
1.6.1 <i>Wasserstoff</i>	889
1.6.2 <i>Bioerdgas und synthetisches Erdgas (SNG)</i>	892
1.6.3 <i>Abgleich von künftigem Gasbedarf mit den Kapazitäten der bestehenden Infrastrukturen</i>	893
6 Forschungsbedarf	896
1.7 Öl-Infrastrukturen	896
1.8 Gas-Infrastrukturen (Netze- und speicher)	897
Literaturverzeichnis	901

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

ADR	Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route, deutsch: Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße
BRT	Bruttoregistertonnen
CCS	Carbon Capture and Storage
CZ	Cetanzahl
EE	erneuerbare Energien
FFV	Flexible Fuel Vehicle
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
H ₂	Wasserstoff
LNG	liquefied natural gas (dt. verflüssigtes Erdgas)
MENA	Middle East & North Africa“ (Nahost und Nordafrika)
PGC	Prozess-Gaschromatograph
PtL	Power-to-Liquids
ROE	Rohöleinheit
ROZ	Oktanzahl
RRB	Rohrleitung Rostock-Böhlen
SNG	Synthetic Natural Gas

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
° C	Grad Celsius
J	Joule
MJ	Megajoule
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MWh	Megawattstunden
PJ	Petajoule
SKE	Steinkohleeinheiten
t	Tonnen
TWh	Terawattstunden (elektrisch)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
TWh _{th}	Terawattstunden (thermisch)
kg	Kilogramm
ROE	Rohöleinheiten
m ³	Kubikmeter
Vol.-%	Volumenprozent
L	Liter

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1	Erzeugung, Handel und Inlandsabsatz von Kraft- und Brennstoffen im Jahr 2016 -----	876
Tab. 4-1	Auswahl der nationalen Studien und Szenarien -----	880
Tab. 4-2	Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen in den Jahren 2020 bis 2050 in Deutschland (alle Angaben in PJ End- bzw. Primärenergie) -----	881
Tab. 4-3	Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen in den Jahren 2030 und 2050 nach Nutzgruppen (alle Angaben in PJ End- bzw. Primärenergie) -----	884
Tab. 5-1	Überblick über (sicherheits-)technische Eigenschaften von Kraftstoffen -----	886
Tab. 5-2	Gasbeschaffenheitskennwerte für verschiedene Erdgase, Bio- und SNG Methan sowie Wasserstoff -----	889

Abbildungsverzeichnis

Abb. 3-1	Überblick über die Erdöl- und -gasinfrastruktur -----	874
Abb. 3-2	Erdöl- und Produkttransportnetze sowie Raffineriekapazitäten in Deutschland -----	875
Abb. 3-3	Entwicklung der Gasnetzlänge nach Druckstufen in Deutschland (2000-2016) -----	877
Abb. 5-1	Bedarfsäquivalente Gasvolumen für Erdgas, EE-Methan und EE-Wasserstoff in 2017 und 2050 in PJ für Deutschland. -----	894

Zusammenfassung (Steckbrief)

<div>Technologiefeld Nr. 3.4</div> <div>Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastruktur und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe</div>	<div><div><div>izes</div><div><div>gGmbH</div><div>Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme</div></div></div><div><div><div></div><div></div><div></div></div><div>Wuppertal Institut</div></div></div>
<div>A) Status quo und neue Forschungs-Herausforderungen</div>	
<div>Bestehende Infrastrukturen für Erdgas und Erdöl haben sich im Laufe der Zeit mit zunehmender Nutzung dieser Energieträger entwickelt und etabliert. Dies reicht von der Förderinfrastruktur über Transportleitungen und Schiffswege zu Raffinerien und von dort mit Leitungen und Tankbehältnissen zu den Verbrauchern.</div> <div>Mit der Energiewende werden andere Energieträger, aus heutiger Sicht vorrangig elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen, die fossilen Kraft- und Brennstoffe in den Sektoren Wärme und Verkehr ersetzen. Je nach Klimazielen und gesetzten Rahmenbedingungen bedarf es aus Sicht der Forschung auch weiterhin einer Infrastruktur für strombasierte Gase und Fluide, allerdings mit anderen Eigenschaften und anderen Ausmaßen. Es stellen sich die Fragen, welche Akteure künftig diese Energieträger wo und in welchen Mengen benötigen, welche Infrastrukturen hierfür nötig sind und inwieweit bestehende Strukturen genutzt werden können.</div>	
<div>B) Vorgehensweise zur Ableitung von neuen Forschungsbedarfen</div>	
<div>Ausgehend von einer Analyse der bestehenden Infrastrukturen und der jeweiligen Nutzergruppen einerseits sowie den künftigen Bedarfen durch bestimmte Nutzergruppen und deren Verteilung in Deutschland andererseits wird abgeleitet, welche Infrastrukturen künftig benötigt werden.</div> <div>Für die Infrastrukturen wird jeweils nach Art der Kraft- und Brennstoffe untersucht, ob und wie die bestehenden Infrastrukturen weiterhin genutzt werden können und wo ggf. Forschungsbedarf für eine künftige Nutzbarmachung besteht. Neben technischen Aspekten wird auch auf darüber hinaus gehende Forschungsfragen im Rahmen des damit verbundenen Strukturwandels eingegangen.</div>	
<div>Spektrum relevanter Mengen strombasierter Brennstoffe nach Akteuren in PJ</div>	
<div>Kraft-/ Brennstoff</div>	<div><div>Jahr</div><div><div><div>Haushalte</div><div>Verkehr</div><div>GHD</div><div>Industrie</div><div>Energie-wirtschaft</div></div><div>Gesamt</div></div></div>
<div>EE-H₂</div>	<div><div><div>2030</div><div>0 - 60</div><div></div><div></div><div></div><div>0 - 60</div></div><div><div>2050</div><div>20 - 246</div><div></div><div></div><div>50 - 59</div><div>70 - 305</div></div></div>
<div>EE-Methan</div>	<div><div><div>2030</div><div>0 - 74</div><div></div><div></div><div></div><div>0 - 74</div></div><div><div>2050</div><div>0 - 160</div><div>0 - 266</div><div>0 - 225</div><div>0 - 716</div><div>0 - 1.367</div></div></div>
<div>Power-to-Fuels (liq.)</div>	<div><div><div>2030</div><div>0 - 688</div><div></div><div></div><div></div><div>0 - 688</div></div><div><div>2050</div><div>344 – 1.288</div><div>0 - 67</div><div></div><div></div><div>344 – 1.355</div></div></div>
<div>Erdgas</div>	<div><div><div>2030</div><div>422 – 1.184</div><div>5 - 75</div><div>166 - 304</div><div>156 - 803</div><div>630 - 840</div><div>1.379 – 3.206</div></div><div><div>2050</div><div>57 - 788</div><div>2 - 263</div><div>15 - 72</div><div>28 - 688</div><div>72 - 118</div><div>172 – 1.929</div></div></div>
<div>Erdöl</div>	<div><div><div>2030</div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div>1.897 – 2.750</div></div><div><div>2050</div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div>151 – 1.764</div></div></div>
<div>Bandbreite: Werte aus den Studien bei Szenarien -80 % / -95 %. Nicht kumulierbar.</div>	

C) Forschungsbedarf und –empfehlungen

Erdgasinfrastruktur (Gasleitungen und –speicher sowie Balance-of-Plants (BOP))

(BOP = Gasverdichter, -mess- und –mischeinrichtungen)

Infrastruktur-Technologien für Power-to-Gas (H₂)

Gas-Messeinrichtungen:

- Entwicklung von flexiblen Volumenmessgeräten, die von 0 bis 100 Vol.-% H₂ eingesetzt werden können.
- Weiterentwicklung von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen für H₂-Einspeisungen insbesondere für den Einsatz in den Verteilnetzen.
- Gas-Verdichter:
- Weiterentwicklung der sicherheitstechnischen Anforderungen an Gasgemische mit unterschiedlichen H₂-Volumenkonzentrationen.
- Endgeräte:
- Anpassungsmöglichkeiten von Endkundengeräten und ihren Sicherheitstechniken an schwankende Erdgasqualitäten und H₂-Volumina.

Systemanalysen (Szenarien und Modelle)

- Szenarien zur langfristigen Entwicklung des Gasverbrauchs durch Industrie und Verkehr nach Energieträgern und Anwendungsbereichen bzw. Teilsektoren.
- Bestimmung und Bewertung von regionalen Erneuerungsbedarfen (inkl. „Außerbetriebnahmerisiken“) von Gasleitungen und -speichern im Zeitverlauf, abhängig von zukünftiger Auslastung und Nutzung.
- Bestimmung des regionalen Umstellungs- bzw. Transformationsbedarfs im Zeitverlauf bei Gasleitungen und -speichern für zunehmende H₂-Einspeisung.
- Harmonisierung (Konvergenz) der verschiedenen Markt- und Bilanzierungsstrukturen von Gas und Strom insbesondere auf den Kurzfristmärkten.
- Sozioökonomische Untersuchungen der Auswirkungen von flächendeckenden bzw. konzentrierten regionalen Einsätzen von PtG-Anlagen und ggf. angeschlossenen Katalyseanlagen.
- Infrastruktur- und Standortanalysen zur Vermeidung von „stranded investments“: Künftige Rollen und Standorte von Gaskraftwerken; regionaler Bedarf an CO₂- und H₂-Leitungen bzw. –Speichern sowie Methanisierungsanlagen.

Erdölinfrastruktur einschließlich Raffinerien

- Entwicklung von Verfahren für strombasiertes Ethanol zur Weiterverwendung der bestehenden Infrastruktur (da gegenüber Methanol kein Umbau der Verteilinfrastruktur notwendig und Fahrzeugantriebe leicht angepasst werden können; höhere Energiedichte als Methanol; nicht toxisch wie Methanol).
- Weiterentwicklung von Verfahren zur Erzeugung von Drop-In-Kraft- und Brennstoffen aus Methanol (insofern Methanol technisch effizienter erzeugt und besser über lange Strecken transportiert werden kann als andere Stoffe, kann durch Umwandlung die bestehende Verteilinfrastruktur weiter genutzt werden).
- Entwicklung von Ersatzstoffen für Raffinerie(neben)produkte (je nach dominierender Route entfallen Grundstoffe wie Propan, Schmierstoffe und Wachse, Kalzinat, Bitumen, Paraffine,... für Chemie und Industrie).
- Sozioökonomische Auswirkungen eines Kraft-/Brennstoffwechsels (Strom, Ethanol, Methanol, Fischer-Tropsch-Produkte) (Aufgrund eines Anpassungsbedarfs von Infrastrukturen erfolgt ein Strukturwandel. Für die Bundesregierung sind die Auswirkungen eines Strukturwandels wichtig zu kennen, um frühzeitig mit anderen Ressorts alternative Wirtschaftszweige in Deutschland aufzubauen. Thema als Forschungsfrage für die Systemanalyse.)

1 Hintergrund und Einordnung in das Forschungsvorhaben

Der Austausch mit verschiedenen Akteuren während des Forschungsvorhabens „Technologien für die Energiewende“ machte deutlich, dass der künftige Bedarf und die Nutzbarkeit bestehender Infrastrukturen Forschungsfragen aufwerfen, die es in den kommenden Jahren zu untersuchen gilt. Dies bezieht sich insbesondere auf die Nutzung der Gas- und Öl-Infrastrukturen für strombasierte synthetische Gase und Fluide. Die Fragestellungen wurden zudem durch die Wirtschaftsminister von Bund und Ländern während der Wirtschaftsministerkonferenz Ende Juni 2017 im Saarland aufgeworfen. Aus industriepolitischen Gründen sei u. a. zu prüfen, wie sich die Nutzung der Erdgas-Infrastruktur für synthetisch erzeugtes Gas in einem voll integrierten Energiesystem auf die Kosten auswirkt. Auch bezogen auf synthetische Kraftstoffe kommt zunehmend die Frage auf, ob und inwiefern Power-to-fuel-Infrastrukturen z. B. auf Erdöltransportstrukturen aufbauen könnten und somit die bestehende Erdöl-Infrastruktur weiter genutzt werden kann. Ebenso könnten Erdgasspeicher als wichtiges Asset für die Langzeitspeicherung angesehen werden. Aber auch bestehende Raffinerien könnten im Zusammenhang mit der Verarbeitung synthetischer Grundstoffe genutzt werden, z. B. bei der Weiterverarbeitung von Methanol oder flüssigen Kohlenwasserstoffen auf Basis der Fischer-Tropsch-Synthese zu Treibstoffen.

Aufgrund der zukünftig möglicherweise benötigten Mengen an strombasierten Kraft- und Brennstoffen (siehe die *Technologieberichte im Technologiebereich 4*) und der Frage nach der regionalen Verteilung erscheint eine Prüfung der Nutzbarkeit bestehender Infrastrukturen naheliegend. Dies gilt auch aufgrund des Wunsches, irreversible Kosten (sunk costs) möglichst zu vermeiden. Dabei ist eine Beimischung (bspw. Wasserstoff in Erdgaspipelines) von einer Umstellung (bspw. Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff) zu unterscheiden.

2 Methodische Vorgehensweise

Die Frage zur Nutzbarkeit von Kraftstoff- und Gas-Infrastrukturen für strombasierte gasförmige und flüssige Energieträger sowie die Ableitung von Forschungsfragen dazu kann mit der multikriteriellen Analyse nicht beantwortet werden. Die Kriterien des zuvor genutzten Rasters untersuchen den Stand und die Entwicklung von Technologien u. a. bzgl. des Forschungsstandes, der Potenziale, der Effizienz und der Wertschöpfung. Dagegen sind für die Bewertung der Nutzbarkeit bestehender Infrastrukturen die physikalischen und chemischen Eigenschaften der zu vergleichenden Stoffe, die Mengenveränderungen und die Nutzergruppen relevant. So wird stattdessen analytisch vom zu erwartenden Bedarf an Gas und Öl nach Nutzergruppen und Nutzungsorten ausgegangen. Grundlage bilden die im Projekt schon erfolgten Szenarienanalysen, aus denen der Import- und Transportbedarf abgeleitet wird. Hieraus werden sich ggf. mehrere optionale Pfade ergeben, die es zu skizzieren gilt. Bei großen Mengen aus dem Ausland steht zu erwarten, dass hierfür bestimmte Transportmedien (bspw. Pipelines) oder Sammelpunkte (Speicher) notwendig sein werden. Weiterhin ist qualitativ der Verteilungsaufwand abzuleiten, woraus sich wiederum ergibt, welche Infrastrukturen (bspw. Schiff, Lkw, Pipeline) tendenziell vorteilhafter sind.

Für diejenigen Infrastrukturen, für die im vorherigen Schritt ein Bedarf ausgearbeitet wurde, erfolgt eine technische Prüfung der jeweiligen Infrastrukturen durch Literaturanalysen und Befragung von Sachverständigen. Bedingt durch den mehrjährigen Prozess der Transformation gilt es zu prüfen, ob eine zunehmende Beimischung von strombasierten Gasen und Fluiden (sicherheits-)technisch möglich ist, wo die Grenzen liegen und welche technischen Entwicklungen notwendig sind, um die bestehenden Infrastrukturen nutzen zu können.

Aus den Ergebnissen werden weitergehende Forschungsfragen abgeleitet, die in das kommende Energieforschungsprogramm einfließen können.

3 Überblick über die Öl-/Gas-Infrastruktur heute

Die Erdöl- und -gasinfrastruktur ist einerseits aufgrund der damals gegenüber Kohle günstigeren Energieträger (Metropolenergie 2018) sowie durch den in der Nachkriegszeit zunehmenden Wohlstand und einer damaligen Stadtfucht (Zemlin 2005, 18f.) gewachsen. Abb. 3-1 gibt überblicksartig diese Strukturen wieder.

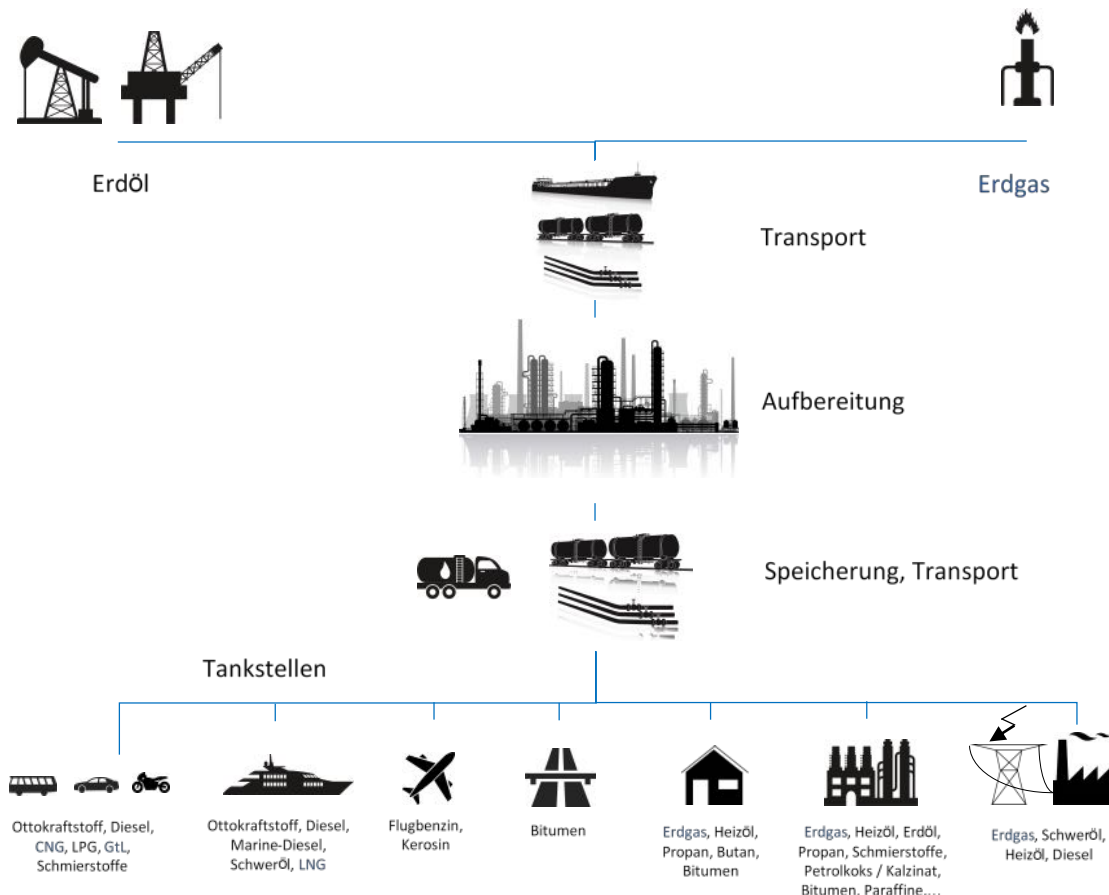


Abb. 3-1 Überblick über die Erdöl- und -gasinfrastruktur

Quelle: Eigene Darstellung IZES gGmbH, Grafiken zum Teil von Fotolia

3.1 Infrastrukturen für Erdöl und flüssige Kraft- und Brennstoffe

Der Bedarf an Rohölen in Deutschland betrug 2017, ohne Sekundärzugänge, etwa 3.890 PJ. Rund 2,4 % davon wurden im Inland gefördert. Die wichtigsten Importländer sind die Russische Föderation, Norwegen und Großbritannien, die gemeinsam etwa 58 % der Importe abdecken. (BAFA 2018a)

Etwa 80 % des Imports erfolgt über Ölpipelines aus Rotterdam, Triest und Russland. Die übrigen 20 % erfolgen über Schiffsimporte in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Rostock, von wo das Rohöl wiederum via Pipelines zu den Raffinerien transportiert wird. (BMWi 2018a; DESTATIS 2018a)

Insgesamt 9 Unternehmen betreiben 14 Import-Rohöl-Fernleitungen in Deutschland bzw. mit Verbindungen ins Ausland (Stand Ende 2016). Deren Gesamtlänge in Deutschland beträgt etwa 2.000 km mit einer maximalen jährlichen Beförderungs-

kapazität von bis zu etwa 200 Mio. t ROE. Ein Teil der Leitungen wird auch in beide Richtungen genutzt bzw. ein Teil des Öls auch in andere Länder weitergeleitet. (MWV 2017b, 50f.) Darüber hinaus existieren 6 Pipelines, welche Mineralölprodukte in Zwischenlager oder zur Weiterverarbeitung transportieren.

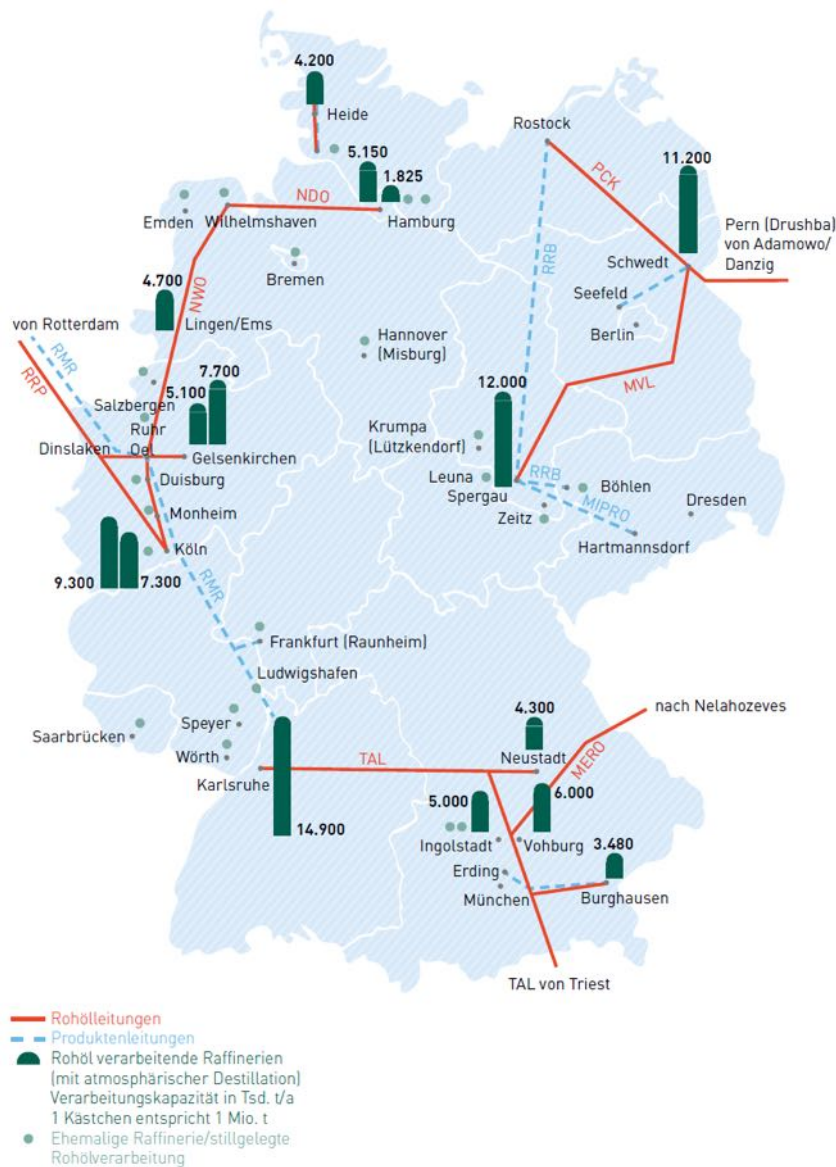


Abb. 3-2 Erdöl- und Produkttransportnetze sowie Raffineriekapazitäten in Deutschland

Quelle: MWV (2017b)

Die Rohöldestillationsanlagen (Raffinerien) hatten bis Mitte der 1970er Jahre eine Kapazität von etwas mehr als 172 Mio. t ROE erreicht. Bis 2016 wurden Anlage als Folge von Überkapazitäten in Europa sowie unterschiedlichen nationalen Bedarfen an den Produkten auf 102 Mio. t ROE zurückgebaut. (MWV 2017b:39) Heute existieren noch an 13 Standorten in 9 Bundesländern Rohöldestillationsanlagen. (MWV 2017b, 42f.)

Für 2016 finden sich nachfolgend wichtige Produkte der Petrochemie mit Bezug zur Kraft- und Brennstoffversorgung dargestellt:

Tab. 3-1 Erzeugung, Handel und Inlandsabsatz von Kraft- und Brennstoffen im Jahr 2016

Kraft- / Brennstoffe	Einheit	Inlandsprod.	Import	Export	Inlandsabsatz*
Rohbenzin		334	305	19	661
Ottokraftstoff		854	43	125	764
Diesellokraftstoff		1.394	645	375	1.587
Heizöl, leicht		485	137	57	662
Heizöl, schwer	PJ	199	31	141	121
Flugbenzin		0	0	0	0
Flugturbinenkraftstoff, schwer		222	209	36	384
Flüssiggas		109	33	8	130
Sonstige		475	219	315	289

* tatsächlicher Absatz inkl. Berücksichtigung von Umwidmungen, Bestandsveränderungen und statistischen Differenzen

Quelle: MWV (2017a)

Die Produktgruppe „Sonstige“ umfasst weitere Destillate von kleiner Menge sowie Schmierstoffe, Bitumen, Petrolkoks, Wachse, Paraffine und andere.

Ein Teil der Produkte wird über Leitungen zu Zwischenlagern oder auch Großverbrauchern (bspw. Flughäfen (SZ 2016)) transportiert. Auch werden Transporte über Schienen und Straßen durchgeführt (DESTATIS 2018b). Die Mineralöltanklager in Deutschland mit Kapazitäten von jeweils über 1.000 m³ können in Summe rund 63 Mio. m³ fassen. Etwa 40 % des Speichervolumens wird durch Kavernen bereitgestellt. (MWV 2017b:48)

Die Versorgung von Kraftstoffen für den Straßenverkehr erfolgt durch Tankwagen, die entsprechend für diesen Gütertransport ausgelegt sind. Sie versorgen die heute etwa 14.510 Tankstellen in der Bundesrepublik mit Ottokraftstoffen und Diesel, der dort in unterirdischen Tankbehältern gelagert wird. (MWV 2017b:49)

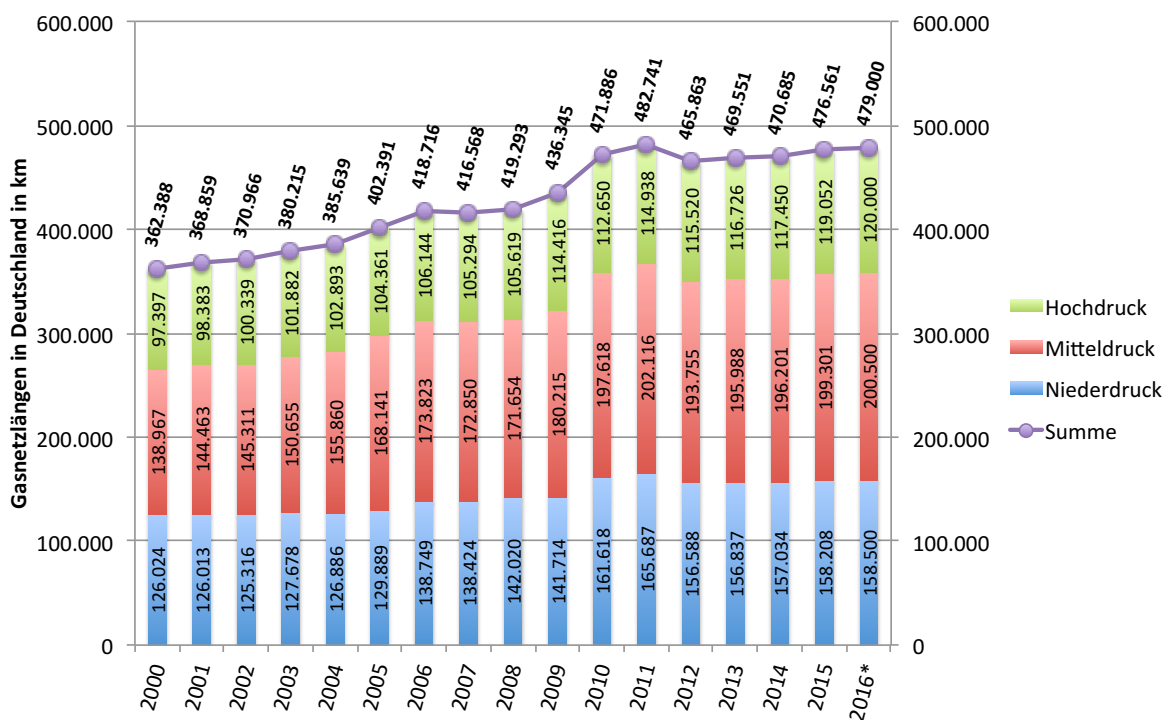
3.2 Erdgasinfrastruktur

Die Erdgasinfrastruktur in Deutschland wird definiert als für die Erdgasnutzung nötige Infrastruktur von der Produktion über den Import von Erdgas bis zum Verbraucher. Dies umfasst also neben dem hier hauptsächlich betrachteten Gasnetz auf den verschiedenen Ebenen auch Verdichter, Regel- und Messstellen sowie Gasspeicher.

Die Länge des deutschen Gasleitungsnetzes¹ beträgt im Jahr 2016² insgesamt ca. 479.000 km, hiervon entfallen 158.500 km auf das Niederdruck-, 200.500 km auf

1 Die Angaben zu Gasnetztlängen unterscheiden sich zumindest ab dem Jahr 2010 je nach Quelle deutlich voneinander. Laut (destatis 2018) beträgt die Gesamtlänge im Jahr 2015 vorläufig ca. 505.000 km und nach dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA 2017) im Jahr 2016 vorläufig sogar

das Mitteldruck- sowie 120.000 km auf das Hochdrucknetz (BMW 2017). Die Gasnetzlängen sind dabei im Vergleich zum Jahr 2000 auf allen Ebenen deutlich angestiegen. So stieg die Länge des Niederdrucknetzes um 26 %, diejenige des Mitteldrucknetzes um 44 % sowie des Hochdrucknetzes um 23 % an. Teilweise begründet sich dieser Anstieg jedoch nicht aus dem tatsächlichen Ausbau des Gasnetzes, sondern aus einer Änderung der Systematik der Bestimmung der Netzlängen im Jahr 2010. Allerdings gab es nach dem Jahr 2011 einen deutlichen Rückgang im Mittel- und Niederdruckbereich von etwa 7.000 km respektive etwa 1.500 km. Insbesondere die Netzlänge im Niederdruckbereich ist seitdem nur wenig gesteigert worden und liegt im Jahr 2016 immer noch recht deutlich unter dem maximalen Wert von ca. 166.000 km in 2011. Diese Entwicklungen führten zu einem Maximum der Gesamt-netzlänge von rd. 483.000 km im Jahr 2011, die bisher noch nicht wieder erreicht wurde. Im Gegenzug ist jedoch das Hochdrucknetz seit 2011 um etwa 5.000 km erweitert worden. (siehe Abb. 3-3).



Bemerkungen: Ohne Haushaltsanschlussleitungen; * vorläufig geschätzt; nach Angaben der Gasnetzbetreiber gem. Gas-NEV; Stand 02/2017

Abb. 3-3 Entwicklung der Gasnetzlänge nach Druckstufen in Deutschland (2000-2016)

Quelle: Eigene Darstellung nach BMWI 2017:18

Das Fernleitungsnetz wird von 16 Betreibern unterhalten, die neben dem Netz auch 72 Verdichterstationen betreiben. Darüber hinaus wird das bundesweite Fernlei-

536.188 km. Da die Quellen (BMW 2017) und (destatis 2018) bis zum Jahr 2010 übereinstimmen, die Angaben in destatis jedoch für die Jahre 2013-2015 als vorläufig gekennzeichnet sind, wird hier die BMWI-Quelle als Informationsbasis verwendet. Ein Grund für die Abweichungen könnten die Haushaltsanschlussleitungen sein, die in BMWI ausgeschlossen sind, zu denen in den anderen beiden Quellen keine Angaben gemacht werden.

2 Vorläufige, teilweise geschätzte Zahlen (siehe Quelle)

tungsnetz in ein H-Gas- und ein L-Gas-Gebiet gegliedert. L-Gas entstammt hauptsächlich der Förderung in der Nordsee sowie Importen aus den Niederlanden. Daher erstreckt sich das L-Gas-Gebiet über Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen. H-Gas stammt aus Importen aus Norwegen und Russland. Mit einem Handelsvolumen von 61 Mrd. Euro zählte Erdgas in 2015 zu den wichtigsten Importgütern. Hierbei entfallen 29 % auf die Niederlande, 34 % auf Norwegen und 35 % auf Russland.

Der verbindliche Netzentwicklungsplan, der von den Fernleitungsbetreibern entwickelt und von der Bundesnetzagentur geprüft wird, sieht zwischen 2016 und 2026 einen Gasnetzausbau von 802 km sowie einen Verdichterzubau von 551 MW vor. Die insgesamt 119 Maßnahmen umfassen ein Investitionsvolumen von etwa 4,4 Mrd. Euro. Dieser Ausbauplan ist mit einem Zuwachs von lediglich ca. 0,2 % bezogen auf die heutige Gesamtlänge als vernachlässigbar gering anzusehen.

Des Weiteren gibt es in Deutschland 49 Untertage-Gasspeicher an 39 Standorten. Diese können eine Kapazität von 24 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen und haben eine maximale Entnahmekapazität von 676 Mio. m³/Tag (BDEW 2017). So können Gasspeicher etwa ein Viertel der in 2016 verbrauchten Erdgasmenge zur Verfügung stellen.

Die Entwicklung der Infrastruktur in Deutschland ist nicht nur vom eigenen Versorgungsbedarf abhängig. Deutschland besitzt aufgrund der geografischen Lage sowie dem Vorkommen großer natürlicher Gasspeicher eine Verteilfunktion (Gas-Hub) für Europa. Bei einer Menge von 4.778 PJ importierten Erdgases wurden in 2017 Erdgasmengen in einer Höhe von 973 PJ exportiert (BAFA 2018b).

Eine wichtige Option zur Diversifizierung der Erdgasimporte und damit zur Verringerung von Importabhängigkeiten stellen LNG-Importe dar. Bislang verfügt Deutschland selbst nicht über eigene LNG-Terminals, ist jedoch mit dem europäischen Gas-Übertragungsnetz an ausreichend LNG-Kapazitäten in anderen europäischen Mitgliedsstaaten angeschlossen, die gemeinsam etwa 43 % des aktuellen europäischen Jahresbedarfs abdecken könnten (Europäische Kommission 2016).

Für die weitere Entwicklung bzw. künftige Bedeutung der deutschen Gasinfrastrukturen sind nach (Westphal 2018) zudem noch die folgenden marktlichen Aspekte und Unsicherheiten zu beachten:

- Die Marktentwicklungen auf globaler Ebene sind vor allem von den drei internationalen Märkten Nordamerika, Europa-Asien und Asien-Pazifik abhängig. Das betrifft vor allem Exportstrategien und Importoptionen. So könnte z. B. die Exportkapazität der USA auf 840 Mio. Nm³ täglich gesteigert werden, was in etwa der heutigen globalen Nachfrage entspricht und zu deutlichen Verschiebungen der Marktströme führen würde. Die Entwicklung der Nachfrage wird dagegen vor allem durch den pazifisch-asiatischen Raum und China getrieben. Chinas Erdgasanteil am heimischen Energiemix soll von 130 Mrd. Nm³ (4 %) bis auf 545 Mrd. Nm³ in 2035 steigen (Faktor 4,2). Dies könnte zur Verschiebung der Marktströme von CNG und LNG in Richtung Asien führen, wo die höchsten Gewinne erzielt werden können.

- Das globale Angebot folgt den globalen Wachstumsmärkten. Die USA (sowie zunehmend Australien und China) spielen eine bedeutende Rolle für die Schiefergasproduktion und mögliche LNG Exporte.
- Nach der Gasschwemme 2009/2010 hat sich die Angebotssituation für LNG in der EU wieder verengt. Infolgedessen bleibt der EU-Gasmarkt auf mittlere Sicht vor allem ein Pipeline-gebundener Markt, für den die oben genannten Lieferländer traditionell weiter eine Schlüsselrolle einnehmen.
- Russland und Algerien halten bisher weiter an der Ölpreisindexierung fest, anders dagegen Norwegen, das verstärkt auf Spotmarktindizes umsteigt, was zu einer Verschiebung der Importe zu Gunsten von Norwegen führte.
- Projektionen gehen davon aus, dass die EU weiter weltweit größter Nettoimporteur von Gas bleiben wird. Allerdings ist der weitere Verbrauch von der künftigen Klimapolitik abhängig.
- In Deutschland gibt es strukturelle Probleme durch die Entflechtung, die zu einer Segmentierung von Informationen und Marktteilnehmern führt. Die Eigeninteressen der Unternehmen sind daher prinzipiell stärker als das Gesamtinteresse der Volkswirtschaft. Die Versorgungssicherheit wird nicht mehr eingepreist. Zudem kommt es zunehmend zu schleppenden, nicht mehr adäquaten Speicherbefüllungen für den Winter aufgrund von fehlenden saisonalen Preisdifferenzen.

4 Bedarfsermittlung an künftig benötigten Kraft- und Brennstoffen aus ausgewählten Studien und Szenarien

Die Bedarfsermittlung bezieht sich ausschließlich auf eine mögliche nationale Entwicklung. Mit Hilfe einer Metaanalyse werden benötigte Mengen an strombasierten Kraft- und Brennstoffen aus Szenarien zusammengetragen, wobei Herkunft und Verbraucher wichtige Indikatoren für die künftig benötigte Infrastruktur darstellen. Je nach Szenario werden aber auch weiterhin Erdöl und –gas verbraucht oder alternativ biomassebasierte Ersatzstoffe eingesetzt, so dass die Infrastrukturen nicht allein strombasierten Kraft- und Brennstoffen dienen. Insofern stellt sich zudem die Frage, inwieweit die strombasierten Gase (bspw. Wasserstoff und Methan) und Fluide (bspw. Methanol, Ethanol oder langkettige Kohlenwasserstoffe aus der Fischer-Tropsch-Synthese) die gleichen Infrastrukturen wie Erdgas und Mineralöle nutzen können.

4.1 Bedarfe aus nationalen Szenarien

Tab. 4-1 gibt einen Überblick über die Veröffentlichungen, Studien und Szenarien, die im Rahmen der Untersuchung berücksichtigt werden. Die Auswahl orientiert sich einerseits an der Zielorientierung der Szenarien. Betrachtet werden lediglich Szenarien, welche zu einer Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen von mindestens 80 % CO₂-Äquivalenten führen. Zudem werden nur Studien und Veröffentlichungen herangezogen, welche die wesentlichen Entwicklungen zur Energiewende der letzten Jahre berücksichtigt haben. Als akzeptabel werden Veröffentlichungen ab 2012 betrachtet. Zudem sollten die Szenarien die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren berücksichtigen.

Tab. 4-1 Auswahl der nationalen Studien und Szenarien

Studie	Szenarien
DLR et al. (2012)	2011A, 2011 A', 2011B, 2011C
Prognos et al. (2014)	Zielszenario
UBA (2014)	THGND 2050
Fraunhofer IWES et al. (2015)	Sektorübergreifendes Zielszenario (SÜZS 2050)
EWI (2017)	Evolution, Revolution
Öko-Institut et al. (2015)	KS 80, KS 95

Entsprechend den jeweiligen Schwerpunkten in den Szenarien ergeben sich teils deutliche Bandbreiten des künftigen Bedarfs. Da die Studien jeweils unterschiedliche Schwerpunkte untersuchen, ergibt sich einerseits für einige Energieträger und Sektoren eine Spannbreite. Andererseits liegen nicht für alle Produkte und Sektoren Werte vor, sodass Datenlücken verursacht werden. Auch werden für verschiedene Sektoren teilweise unterschiedliche Studien zurate gezogen, wodurch sich Diskrepanzen ergeben. So summieren sich die Einzelbedarfe der Sektoren nicht zwangsläufig auf den Gesamtbedarf.

Tab. 4-2 Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen in den Jahren 2020 bis 2050 in Deutschland (alle Angaben in PJ End- bzw. Primärenergie)

Kraft-/ Brennstoff	Einheit	2020	2030	2040	2050
Benzin		415 – 688	254 - 438	76 - 278	5 - 141
Diesel/HL		1.519– 2.266	794 – 1.555	313 - 935	94 - 662
Kerosin		346 - 400	250 - 432	113 - 382	93 - 319
EE-H ₂		0	0 - 60	5 - 173	70 - 305
EE-Methan		0	0 - 74	0 - 185	961 – 1.367
Bioethanol	PJ	23 - 63	15 - 64	22 - 81	14 - 86
Biodiesel		101 - 204	50 - 225	68 - 316	32 - 357
Bio-Kerosin		0 - 38	0 - 76	35 - 126	61 - 178
Power-to-Fuels (liq.)		0	0 - 688	273 – 1.100	411 – 1.354
Erdgas*		1.917-3.342	1.379-3.206	775-2.798	172-1.929
Erdöl*		2.549-3.627	1.897-2.750	666-2.310	151-1.764
* Primärenergie					

Fossile gasförmige und flüssige Brennstoffe kommen entsprechend den klimapolitischen Zielen immer weniger zum Einsatz. B. streben aber erst in den -95 %-Szenarien stark gegen null. Die insgesamt sinkenden Bedarfe an Kraft- und Brennstoffen werden bestehende Infrastrukturen mittel- bis langfristig nicht mehr ausfüllen können. Gerade für leitungsgebundene Infrastrukturen wie Pipelines stellt sich die Frage, ob ein Rückbau auch technisch notwendig wird, um den Transport weiter gewährleisten zu können.

Der Einsatz von Power-to-Fuels wird allerdings nur in den -95 %-Szenarien als Option betrachtet. Das derzeit als Ersatzkraftstoff vielfach diskutierte Methanol spielt zumindest als Kraft- oder Brennstoff in den Szenarien keine Rolle.

4.2 Ableitung des künftigen Infrastrukturbedarfs durch Zuordnung auf Nutzergruppen

Um eine Einschätzung über den künftig benötigten Infrastrukturbedarf geben zu können, werden die gemäß den Szenarien benötigten Energiemengen den Nutzergruppen zugeteilt. Dies erfolgt durch eine weitergehende Analyse der Szenarien. Aufgrund der je nach Kraft- bzw. Brennstoff notwendigen vorangehenden Prozessschritte, den jeweils benötigten Mengen und den Absatzpfaden der Endprodukte sollen notwendige Infrastrukturen abgeleitet werden.

Die Szenarien zeigen zunächst, dass der Gesamtbedarf an Kraft- und Brennstoffen aufgrund von Effizienzmaßnahmen in Gebäuden und Prozessen sowie einer zunehmend stromorientierten Energieversorgung über die Jahre zurückgeht. Wasserstoff und Methan stellen eine Option im Verkehr als Kraftstoff für Personen- und Lastkraftwagen sowie leichte Nutzfahrzeuge dar. Dies wird insbesondere unter DLR et al. (2012) und Prognos et al. (2014) eingehender betrachtet. In Öko-Institut et al. (2015) werden dagegen strombasierte Wasserstoff- und Methanerzeugung hauptsächlich zur Langfristspeicherung von Strom eingesetzt und adressieren somit nur die Energiewirtschaft. Angaben zu erzeugten Mengen werden in der Studie nicht gemacht.

Im Folgenden werden die Bedarfe nach Studien und Szenarien aufgeschlüsselt. Das Szenario 2011 A (DLR et al. 2012) liefert teilweise Werte für den Gesamtbedarf sowie die Bedarfe des Verkehrssektors. Diese belaufen sich für Wasserstoff insgesamt auf etwa 60 PJ in 2030 und rund 300 PJ in 2050. Auf den Verkehrssektor entfallen hier in 2030 60 PJ und in 2050 242 PJ. Das Szenario 2011 A' beziffert lediglich Werte für Kraftstoffe des Verkehrssektors, so dass hier keine spezifischen Angaben zu gasförmigen Brenn- und Kraftstoffen vorliegen. Nach dem Szenario 2011 B (DLR et al. 2012) beläuft sich der Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor bis 2050 auf 0 PJ, während der Methanbedarf von 74 PJ in 2030 auf 266 PJ in 2050 ansteigt. Das Szenario 2011 C (DLR et al. 2012) beziffert die Bedarfe des Verkehrssektors für Wasserstoff ebenfalls auf 0 PJ. Im Szenario 2011 THG95 beläuft sich der Gesamtbedarf an Wasserstoff in 2030 auf rund 60 PJ und in 2050 auf 492 PJ. Davon entfallen auf den Verkehr in 2030 60 PJ und in 2050 246 PJ.

Das Szenario THGND 2050 (UBA 2014) liefert Zahlen für die Bedarfe an Methan und Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen in 2050. Diese liegen für Methan in den Haushalten bei 160 PJ, im Verkehr bei 0 PJ, im GHD-Sektor bei 225 PJ und in der Industrie bei 716 PJ, womit sich der Gesamtbedarf an Wasserstoff auf rund 1.100 PJ summiert.

Die Szenarien Evolution und Revolution (EWI 2017) beziffern lediglich Gesamtbedarfe der verschiedenen Gasprodukte. Im Szenario Evolution beläuft sich der Wasserstoffbedarf in 2050 auf 187 PJ, der Methanbedarf auf 1.602 PJ. Im Szenario Revolution (EWI 2017) wächst der Wasserstoffbedarf von 40 PJ in 2030 auf 187 PJ in 2050, während der Methanbedarf in 2050 bei 961 PJ liegt.

Weder die Studie „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende“ (Prognos et al. 2014) noch die Studien „Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr“ (Fraunhofer IWES et al. 2015) und „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut et al. 2015) liefern Zahlen zu Bedarfen an Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen.

Strombasierte Kraftstoffe finden bei Öko-Institut et al. (2015:235) in KS95 ab den 2040er Jahren Einsatz und dort sowohl für den Flugverkehr, aber auch für den Straßen- und Güterverkehr in 2050 gleichermaßen. In 2040 wird knapp die Hälfte, in 2050 rund 42 % der Power-to-Liquids in diesem Szenario importiert. UBA (2014) unterstellt bereits ab den 2030er Jahren einen hohen Bedarf an PtL. Es wird erwartet, dass die Brenn- und Kraftstoffversorgung weiterhin größtenteils durch Importe realisiert und eine dem heutigen Stand vergleichbare Importabhängigkeit bestehen wird (UBA 2014:91). In EWI (2017), Szenario Revolution, steigt der Bedarf an strombasierten Kraftstoffen von 18 PJ in 2030 auf rund 464 PJ in 2050. Das Szena-

rio Evolution starten in 2030 bei 15 PJ, erreicht aber bis 2050 einen Bedarf von rund 490 PJ.

Zur Herstellung der in den Szenarien noch benötigten flüssigen Kraft- und Brennstoffe aus Rohöl wie Benzin, Kerosin, Diesel und Heizöl werden weiterhin Rohöl-Importe notwendig sein, wenn auch in kleinerem Maßstab. Auch Erdgas wird bis 2050 noch eine Rolle spielen, allerdings nur noch mit etwa 10 – 30 % der heutigen Mengen.

Biokraftstoffe werden vorwiegend für Flugverkehr, aber auch für den Straßenverkehr eingesetzt. In DLR et al. (2012:6) wird von einem Import von Biokraftstoffen abgesehen, so dass die verfügbaren Mengen aufgrund von nutzbaren Anbauflächen und Nutzungskonkurrenzen begrenzt sind. Öko-Institut et al. (2015:212) dagegen setzt Biokraftstoffe entsprechend der benötigten Mengen zur Einhaltung von Beimischungsquoten ein. Über Importmengen wird keine Aussage getroffen. Da die Mengen aber unter denen von DLR et al. (2012) verlaufen, kann hier zunächst eine ausreichende nationale Produktion unterstellt werden.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über das Spektrum an Kraft- und Brennstoffbedarfen nach Nutzergruppen über die Zeit:

Tab. 4-3 Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen in den Jahren 2030 und 2050 nach Nutzergruppen (alle Angaben in PJ End- bzw. Primärenergie)

Kraft-/ Brennstoff	Jahr	Haushalte	Verkehr	GHD	Industrie	Energie- wirtschaft
Benzin	2030		254 – 438			
	2050		5 - 141			
Diesel / Heizöl	2030	130 - 292	580 – 1.019	71 – 99	9 - 140	3,6 - 4,5
	2050	10 - 61	79 - 439	5 - 46	0 - 116	
Kerosin	2030		250 - 432			
	2050		93 - 319			
EE-H ₂	2030		0 - 60			
	2050		20 - 246			50 - 59
EE-Methan	2030		0 - 74			
	2050	160	0 - 266	0 - 225	0 - 716	
Bioethanol	2030		15 - 64			
	2050		14 - 86			
Biodiesel	2030		50 - 225			
	2050		32 - 357			
Bio-Kerosin	2030		0 - 76			
	2050		61 - 178			
Power-to- Fuels (liq.)	2030		0 - 688			
	2050		344 – 1.288	0 - 67		
Erdgas*	2030	422 – 1.184	5 - 75	166 - 304	156 - 803	630 - 840
	2050	57 - 788	0 - 263	15 - 72	28 - 688	72 - 118

* Primärenergie

Der weitere Einsatz von Benzin, Diesel und Kerosin sowie Bioethanol, Biodiesel und Bio-Kerosin (alle vorrangig als Beimischung) setzt eine Absatzstruktur voraus, die der heutigen sehr ähnlich ist. Kraftstoffe würden weiterhin per Tanklastwagen an die Tankstellen gebracht. Für Endverbraucher bieten Tankstellen der Zukunft insbesondere Schnellladesäulen, aber auch noch Zapfanlagen für flüssige und gasförmige Kraftstoffe an (vgl. auch ZSW (2018)). Kerosin wird per Tankwagen, -lastzug oder mittels Pipelines an die Flughäfen geliefert. Bleibt das Szenario von UBA (2014) unberücksichtigt, so ist ein sinkender Bedarf an Kraft- und Brennstoffen insgesamt festzustellen. Dies kann zur Folge haben, dass der Bedarf an Raffinerien sinkt und

durch Schließung von Standorten sich neue Verteilungsstrukturen ergeben, die aber auf bewährte Transportwege zurückgreifen können. Die weiterhin benötigten Mengen an Diesel bzw. Heizöl, die von Haushalten, GHD, Industrie und Energiewirtschaft nachgefragt werden, können über die bestehenden Infrastrukturen auch weiterhin verteilt werden.

Power-to-Liquids (PtL) sind in den Studien nicht näher definiert. Es könnte sich dabei bspw. um strombasiertes Ethanol oder Methanol handeln, um synthetische Drop-In-Kraft- und Brennstoffe oder um ein dem Rohöl oder Diesel vergleichbares Produkt aus der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS). Je nachdem, ob PtL im Inland erzeugt oder importiert werden, ergeben sich unterschiedliche Infrastrukturbedarfe. Die Szenarien sehen Importanteile von etwa 40 % und mehr vor. Bei Tankern in der üblichen Größe von 100.000 BRT wären dies je nach Szenario und Kraftstoff zwischen 3 und 16 Tankern je Woche in 2050.

Je nach Entwicklung der künftig benötigten Erdölmengen nicht nur in Deutschland, sondern in Gesamteuropa, werden die bestehenden Pipelines, über die ein großer Teil der Erdölversorgung erfolgt, nicht mehr ausgelastet werden können.

Während Methan ohne Probleme in beliebigen Mengen in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, ist der Anteil von Wasserstoff derzeit auf einen einstelligen Volumen-Prozentanteil begrenzt (BNetzA 2014:14). Weitergehende Eingrenzungen des Anteils erfolgen u. a. auch durch Hersteller von Gasturbinen (zw. 1 – 5 Vol.-%), die Auslegung von Tankbehältnissen oder Sicherheitsanforderungen von CNG-Tankstellen (BNetzA 2014, 14f.). Hohe Anteile an Wasserstoff wirken sich zudem auf die benötigte Verdichterleistung aus, was den Energieeinsatz und die Netzkosten erhöht. Auch können bei gleichem Druck Gasspeicher bei Wasserstoff nur mit etwa einem Drittel des Energiegehalts von Methan beladen werden, was u.U. den Bedarf an Gasspeichern erhöhen kann, je nach Szenario. (DLR et al. 2012, 89f.)

Generell ist das Spektrum über die betrachteten Szenarien zu groß, um spezifische Auswirkungen auf die Infrastruktur an dieser Stelle bereits deutlich benennen zu können.

5 Nutzbarkeit bestehender Infrastruktur

Insofern sich die neuen strombasierten Kraftstoffe und Gase teils technisch von denjenigen, deren Infrastruktur sie künftig nutzen sollen, unterscheiden, wird an dieser Stelle ein Überblick über die Unterschiede gegeben und nachfolgend in Bezug auf die zu transportierenden Mengen und technischen Voraussetzungen abgeleitet.

5.1 Strombasierte flüssige Kraft- und Brennstoffe

Bei den strombasierten flüssigen Kraft- und Brennstoffen wird nachfolgend zwischen Ethanol, Methanol und Fischer-Tropsch-Rohöl unterschieden. Drop-In-Kraftstoffe, also strombasiertes Benzin, Diesel und Kerosin, werden hier nicht betrachtet, da sie mit den heutigen konventionellen Rohölen und Kraftstoffen in ausreichendem Maße die chemischen Eigenschaften teilen, um als Ersatz (Drop-In) dienen zu können. Da die Kraftstoffe Benzin, Diesel und Kerosin jeweils Gemische aus vielen Kohlenwasserstoffen sind, wird auf ihre Zusammensetzung hier nicht eingegangen.

Die folgende Tabelle gibt zunächst einen kurzen Überblick über die wesentlichen Unterschiede zwischen den Kraftstoffen. Erdöl unterscheidet sich in der Zusammensetzung je nach Fördergebiet und FTS je nach Einstellung der Synthese, so dass diese in der Tabelle nicht berücksichtigt werden.

Tab. 5-1 Überblick über (sicherheits-)technische Eigenschaften von Kraftstoffen

Eigenschaften	Einheit	Benzin	Diesel	Kerosin	Ethanol	Methanol
Heizwert	MJ/L	30,5	34,7	34,8	21,1	15,7
Oktan-/Cetanzahl	ROZ/CZ	91 - 102	51 bis >60	-	114	114
Siedepunkt	°C	30 - 215	141 - 462	150 – 300	78,32	65
Flammpunkt	°C	< -35	> 56	28 – 60	12	9
Zündtemperatur	°C	220	> 225	220	400	440
Dichte	kg/L	0,72 – 0,77	0,82 – 0,84	0,75 – 0,84	0,79	0,79
Temperaturklasse		T3	T3	T3	T2	T2
UN-Nummer		1203	1202	1223	1170	1230
Gefahrennummer		33	30	30	30, 33	336
ADR Tankkodierung		LGBF	LGBF/LGBV	LGBF	LGBF	L4BH

Quelle: Chemie.de (2018), ADR (2018)

5.1.1 Ethanol

Hierbei handelt es sich um einen einwertigen Alkohol (C_2H_6O), der beliebig mit Wasser gemischt werden kann. Er entsteht auf natürliche Weise durch alkoholische Gärung, bspw. in reifen Früchten. Aus Biomasse gewonnenes Ethanol wird als Biokraftstoff Ottokraftstoffen in verschiedenen Volumenanteilen (E5, E10, E85) beigemischt.

Als reiner Kraftstoff besitzt es eine hohe Klopffestigkeit von ROZ 114, was bei Einsatz entsprechender Motoren einen höheren Gesamtwirkungsgrad ermöglicht (Energie-Lexikon 2018).

Für die Herstellung von strombasiertem Ethanol bietet sich das Synol-Verfahren an, welches aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff niedrigsiedende Alkohole erzeugt (Spektrum der Wissenschaft 1998). Ein in 2016 neu entdecktes Verfahren in den USA ermöglicht auch die Herstellung von Ethanol aus in Wasser gelöstem Kohlendioxid unter Raumbedingungen. Als Katalysator kommen Nanopartikel auf Kupferbasis zum Einsatz. Das Verfahren befindet sich erst auf dem Niveau TRL 1-2. (Song et al. 2016)

Die Mischungen bis hin zu reinem Ethanol können, wie Tab. 5-1 zu entnehmen ist, in Fahrzeugen mit gleicher Tankkodierung transportiert werden. Aufgrund der benötigten Mengen wird nur ein Teil des strombasierten Ethanols in Deutschland selbst hergestellt werden können. Es ist zu erwarten, dass – je nach Bedarf in den Szenarien – ein bedeutender Teil aus sonnen-, wind- und fließwasserreichen Ländern, bspw. den MENA-Staaten, stammen wird. Die Versorgung würde mittels Schiff erfolgen und in 2050 bis zu etwa 12 Tankern mit je 100.000 BRT je Woche betragen. Die Verteilung könnte zum Teil über die bestehenden Produktleitungen für Mineralöle (derzeit nur via Rotterdam und die Rohrleitung Rostock-Böhlen (RRB)) erfolgen sowie mittels Schienenbahnen und den bestehenden Tankfahrzeugen über Brunsbüttel und Wilhelmshaven an Zwischenlager oder Verbraucher ausgeliefert werden. Gemäß ADR-Tankkodierung können auch Tankbehältnisse für Rohöl, welche die Anforderungen nach LGBF einhalten, genutzt werden. Da der bisherige Bedarf an Roh- und Mineralölen größer ist als der künftige Bedarf an PtL, wird für Ethanol eine ausreichend verfügbare Infrastruktur unterstellt.

5.1.2 Methanol

Methanol ist der einfachste organische Alkohol mit der Summenformel CH_4O . Der Alkohol wird großindustriell über katalytische Prozesse aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff gewonnen und ist als Ausgangsstoff für Formaldehyd, Ameisensäure und Essigsäure heute eine der meist hergestellten organischen Chemikalien. Im Gegensatz zu Ethanol ist Methanol extrem toxisch.

Als Kraftstoff kann Methanol bspw. in Direkt-Methanol-Brennstoffzellen oder, mit vorgeschaltetem Reformier, in einer Polymerelektrolytbrennstoffzelle (PEM) zur Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt werden. Aufgrund seiner hohen Oktanzahl findet Methanol heute bereits bei Verbrennungsmotoren im Motorsport Einsatz. Aufgrund der hohen Klopffestigkeit (ROZ 114) kann bei entsprechender Motortechnologie gegenüber Benzin ein um 30 % höherer Wirkungsgrad erreicht werden. (Chemie.de 2018; Energie-Lexikon 2018)

Zur Herstellung von strombasiertem Methanol kann die Methanol-Brennstoffzelle oder die Methanol-Synthese (vgl. Technologiebericht 4.3, Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) zum Einsatz kommen.

Der Bedarf der benötigten Infrastruktur entspricht der bei Ethanol angegebenen. Aufgrund der unterschiedlichen Energiedichte würden allerdings bis zu 16 Tanker mit jeweils 100.000 BRT je Woche anlanden und gelöscht werden müssen. Der TÜV Rheinland (Horst 2018a) verweist aber mit Bezug zum Europäischen Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR), dass nicht die üblichen Tankbehälter, wie sie beim Transport von Diesel und Benzin genutzt werden, zum Einsatz kommen können (vgl. Tab. 5-1). Eine Umrüstung wäre daher zwingend notwendig. Da Methanol ein wichtiges internationales Handelsgut ist, kann hier auf bestehende Schiffs- und Verteilinfrastruktur von Großmengen zurückgegriffen werden, die aber entsprechend ausgeweitet werden müsste. Für die Verteilung zu den Tankstellen bedarf es aber sehr wahrscheinlich einer breiten Umrüstung entsprechend der Tankkodierung LB4H.

5.1.3 Fischer-Tropsch-Rohöl

Die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) erzeugt aus einem Wasserstoff-Kohlemonoxid-Gemisch ein Gemisch langkettiger Kohlenwasserstoffe. In Abhängigkeit der Mischungsverhältnisse und Prozessführung entstehen dabei unterschiedliche Zusammensetzungen an Kohlenwasserstoffen. Diese können in weiteren Prozessen mittels Hydrocracking, Isomerisierung und Destillation aufbereitet und fraktioniert werden. (Arnold et al. 2017:14)

Nach Angaben der sunfire GmbH (Horst 2018b) kann mittels FTS ein dem Rohöl vergleichbares Produkt erzeugt werden, welches mit diesem in beliebigem Verhältnis vermischt und transportiert werden kann. Somit wäre es möglich bei größeren im Ausland erzeugten Mengen diese per Öl-Pipeline nach Europa bzw. Deutschland zu befördern. Aufgrund der Vermischung fossiler und regenerativer Energieträger bedarf es einer bilanziellen Zuordnung beim Handel sowie eines entsprechenden Qualitäts- und ggf. Zertifikatehandels, um eine korrekte Zuordnung der Mengen sicherzustellen. Im Vergleich zu Erdöl weist das synthetische Rohöl eine etwas geringere Dichte und keinerlei Verunreinigungen, wie beispielsweise Schwefel, auf. Da somit einige Reinigungsschritte im herkömmlichen Raffinerieprozess entfallen können, wäre es langfristig günstig die Produktströme zu trennen und erst die Endprodukte zu mischen.

Über die finalen Raffinierungsschritte lassen sich Ottokraftstoffe, Diesel, Kerosin und andere typische Raffinerieprodukte herstellen, die dann als Drop-In-Kraftstoff die bestehende Infrastruktur gleichwertig wie die heute genutzten Kraftstoffe nutzen können. (UBA 2014, 61ff.)

5.2 Strombasierte Gase

Bereits heute werden verschiedene Gase und teils auch Infrastrukturen für deren Transport verwendet. Für einen ersten Überblick zeigt Tab. 5-2 die wesentlichen Unterschiede zu den Gasen in Bezug auf deren Zusammensetzung und ausgewählte physikalische Eigenschaften.

Tab. 5-2 Gasbeschaffenheitskennwerte für verschiedene Erdgase, Bio- und SNG Methan sowie Wasserstoff

Gasbestandteile	Einheit	Erdgas Holland-L	Erdgas Nordsee-H	Erdgas Russland-H	Bio-erdgas	Synthetisches Erdgas***	Wasserstoff
Methan		83,16	86,25	97,79	96,15*	94 – 98	
Stickstoff		10,08	0,93	0,82	0,75	2 – 3	
CO ₂		1,57	1,91	0,09	2,90	0,2 – 2	
Ethan		4,04	8,56	0,88			
Propan	%	0,81	1,89	0,29			
n-Butan		0,23	0,39	0,1			
n-Pentan		0,06	0,05	0,02			
n-Hexan		0,05	0,02	0,01			
Wasserstoff		0,00	0,00	0,00		0,05 – 2	>99,9**
Brennwert	kWh/m ³	10,34	11,90	11,12	10,6	10,6	
Normdichte	kg/m ³	0,834	-	-			
Relative Dichte		0,645	0,645	0,568	0,587		
Wobbeindex	kWh/m ³	12,88	14,83	14,75	13,9		
Methanzahl		86,0	75,3	94,5	103		

*Der Methangehalt des Biogases variiert und ist abhängig von der Substratbeschickung und Prozessführung

** Weitere Bestandteile sind Sauerstoff, Stickstoff und Wasserdampf

*** Es handelt sich hierbei um das Methanisierungsverfahren TrempTM

Quellen: DVGW (2013), DVGW (2014b), Nietzschke et al. (2012)

5.2.1 Wasserstoff

Anders als synthetisches Erdgas und Bioerdgas unterscheidet sich Wasserstoff stark in seiner Gasbeschaffenheit gegenüber dem herkömmlichen fossilen Erdgas (vgl. auch Tab. 5-2). Im Prinzip ist es möglich Wasserstoff dem Grundgas beizumischen, solange die Grenzwerte der Beschaffenheit des Grundgases nach DVGW Arbeitsblatt G 260 eingehalten werden und die Wasserstofftoleranz der Kunden, der Gasinfrastruktur und seiner Komponenten nicht überschritten werden. Daher kann je nach Grundgas (L- oder H-Gas) und der Beschaffenheit der Infrastruktur die Wasserstoff-zumischungsgrenze variieren (DVGW 2013). Im Allgemeinen ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol.-% H₂ im Erdgas geeignet ist. Gasanwendungsgeräte werden auch heute noch mit verschiedenen Gasqualitäten - darunter einem 12 Vol.-% H₂ enthaltenen Erdgas - getestet (DVGW 2013).

Im Folgenden sollen die wesentlichen Komponenten der Gasinfrastruktur sowie Rahmenbedingungen aufgezeigt werden, welche der begrenzende Faktor für eine Wasserstoffeinspeisung sein können. Es besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit, für mehr Information sei auf (DVGW 2014b, 2013) verwiesen.

Grenzen der Gaskennwerte nach DVGW Arbeitsblatt G 262

Der limitierende Wert der Gaskennwerte liegt bei der relativen Dichte. Ausgehend von russischem Erdgas H als Grundgas, würden schon kleinere Zumischungen (ca. 3-4 Vol.-%) zum Verlassen des Erdgas-H-Kennfeldes nach DVGW Arbeitsblatt G 260 führen (DVGW 2014b). Für Erdgas Holland-L und Norwegen-H wären 15 Vol.-% hinsichtlich der relativen Dichte realisierbar. Die untere relative Dichte-Grenze von $d=0,55$ darf offiziell unterschritten werden, allerdings nur nach Genehmigung einer Einzelfallprüfung (DVGW 2013).

Hinsichtlich des Brennwertes und des Wobbe-Indexes können für konventionelles Erdgas ca. 30 Vol.-% Wasserstoff beigemischt werden – für genauere Information siehe DVGW Arbeitsblatt G262.

Transportleitungen und Verdichter

Die Beimischung von H_2 in Transportrohrleitungen wird als unkritisch eingeschätzt, da Transportrohrleitungen nur sehr geringen dynamischen Belastungen ausgesetzt sind. Folglich werden die Werkstoffe bzw. Materialien der Rohrleitungen wenig belastet. Man geht hier von einer H_2 -Beimischungsgrenze von bis zu 50 % aus (DVGW 2013:25).

Bei höheren H_2 -Konzentrationen steigt die Wahrscheinlichkeit für Materialschäden durch H_2 -Versprödung, wobei Kerben und Risse an Schweißnähten anfälliger sind als das Basisrohrmaterial (DVGW 2013:25).

Die geringe Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas führt bei Zumischung von Wasserstoff zu einer geringeren prozentualen Transportkapazität von Transportleitungen genauso wie zu geringerer Gaseinspeicherkapazität von unterirdischen Kavernen- und Porenspeichern. Wenn davon ausgegangen wird, dass dieselbe Energiemenge bei Zumischung von H_2 (beispielsweise 10 % Anteil am Gasgemisch einer Erdgasleitung) übertragen werden soll, dann müsste um dieselbe Transportkapazität zu erhalten der Druckgradient in der Leitung erhöht werden, um eine höhere Volumenrate des Gasgemisches zu erhalten. D.h. die Verdichterleistung (Zwischenverdichter) des Transportnetzes muss erhöht werden, was als Effizienzverlust zu werten ist. In diesem Zusammenhang sind die Erhöhung der Betriebsdrücke sowie die Anpassung der Volumenströme zu prüfen (DVGW 2013:26).

Gasturbinen

Die Brenngasspezifikationen von Gasturbinen stellen ebenfalls Ansprüche an den prozentualen Zumischgrad von Wasserstoff in das Grundgas. Die Eignung von Gasturbinen zur Verbrennung von Wasserstoff-Erdgasgemischen variiert hierbei je nach Turbine und Hersteller. Besonders sensible Gasturbinen weisen hierbei eine maximale Zumischgrenze von 1 Vol.-% Wasserstoff auf. Allerdings gibt es auch Gasturbinen mit modernen Vormischbrennern, welche ein Mischgas mit bis zu 10 Vol.-% und

sogar 15 Vol.-% Wasserstoff verwerten können (DVGW 2013). Hauptprobleme bei der Erhöhung des Wasserstoffanteils des zu verbrennenden Gases stellen die Erhöhung der Flammenausbreitungsgeschwindigkeit sowie die Flammgeometrie dar. Es kann hierbei zu einem sogenannten Flammenrückschlag kommen, welcher zur thermischen Überlastung bis zur Zerstörung der Brennkammer oder zu erhöhten Temperaturspitzen führen kann, die wiederum erhöhte Emissionswerte nach sich ziehen. Außerdem zieht eine Erhöhung des Wasserstoffanteils im Grundgas Instabilitäten der Flamme nach sich, so dass der Flammenverlust droht. Bei Verlust der Flamme wird die Anlage unplanmäßig abgeschaltet (DVGW 2013).

Gasmessung

Ein wesentlicher Punkt hinsichtlich der Wasserstoffeinspeisung bzw. des Mischens mit Erdgas ist die Gasmessung, welche zur Bestimmung des Brennwertes und zur nachfolgenden Gasabrechnung benötigt wird. Allgemein bewirkt die Zumischung von H_2 eine Verringerung des Brennwertes. So zieht beispielsweise das Zuführen von 1 Vol.-% Wasserstoff eine ungefähre Brennwertminderung des Mischgases von 0,7 % nach sich (DVGW 2013). Die Eichfehlergrenze nach Eichverordnung liegt für Wasserstoff bei 0,2 %, d. h. mit dieser Messgenauigkeit müssen Gasmessgeräte den Wasserstoffanteil bei der Gaseinspeisung messen können. Aktuell können die meist auf Helium basierenden eingesetzten Prozess-Gaschromatographen (PGC) den Wasserstoffanteil nicht genau genug messen. Folglich müssten die PGC nachgerüstet oder neue Gasmessgeräte installiert werden, welche den Messanforderungen und der maximal zulässigen Messfehlertoleranz von 0,2 % entsprechen.

Kavernen- und Porenspeicher

Herkömmliches fossiles Erdgas wird üblicherweise in Deutschland in unterirdischen Kavernen- und Porenspeicher eingespeichert. Einschließlich im Bau befindlicher Speicher mit geplanter Inbetriebnahme bis 2018 beträgt deren Kapazität gemäß Gas Infrastructure Europe (2016) aktuell etwa 270 TWh. Hinsichtlich der Einspeicherung von Wasserstoff und/oder Mischgas gibt es Erfahrungen mit Stadtgas – Wasserstoffanteil von 55 Vol.-% – aus den 1970er Jahren. Hierbei sollen Kavernenspeicher aller Voraussicht nach vorteilhafter gegenüber Porenspeichern sein. Dies liegt vor allen Dingen daran, dass in Porenspeichern mit großer Wahrscheinlichkeit sulfatreduzierende Bakterien vorkommen, für die Wasserstoff ein gutes Substrat darstellt. Folglich wird der Wasserstoff mit dem Sulfat des Schichtwassers zu Schwefelwasserstoff umgesetzt, was als Speicherverlust angesehen werden kann. Außerdem muss bei der Ausspeicherung des Wasserstoffs und/oder Mischgases besagter Schwefelwasserstoff wieder kostenintensiv abgetrennt werden (DVGW 2013). Des Weiteren sind Tonsteinschichten, welche für Erdgas abdeckend wirken, für Wasserstoff durchlässig. Kavernenspeicher verfügen über eine deutlich kleinere Oberfläche, auf welcher das oben beschriebene Bakterienwachstum stattfinden kann.

Für beide Speichertypen müsste allerdings untersucht werden, welche Werkstoffe, Bauteile und Zemente verwendet worden sind und inwiefern diese sich für Wasserstoff und Mischgas eignen. Bei gegebener Nichteignung müssen neue Stoffe verwendet werden (DVGW 2013).

Import (Schifffahrt)

Es wird davon ausgegangen, dass zukünftig ein nicht unerheblicher Teil des Wasserstoffs importiert wird, da in anderen Regionen der Erde die Wasserstoff-Generierung aufgrund der geringen Stromgestehungskosten durch Erneuerbare Energien deutlich preiswerter ausfällt (GreenGasReport 2016). Hierzu wird der produzierte Wasserstoff vom Exporteur verflüssigt, wobei es sich um einen energieintensiven Prozess handelt. Der Transport in flüssiger Form stellt für die Tanks an sich kein Problem dar. Allerdings müssen diese während der Überfahrt stark gekühlt werden. Hierbei findet ein Wärmeaustausch mit der Umwelt statt, sodass ein Teil des Wasserstoffs verdampft. Um einen Überdruck zu vermeiden muss das Gas ab und an abgelassen werden. Bei stationären Speichern können diese Verluste durch den Einsatz einer KWK-Anlage vermieden werden.

5.2.2 Bioerdgas und synthetisches Erdgas (SNG)

Synthetisches Erdgas (SNG – Substitute oder auch Synthetic Natural Gas) umfasst als Oberbegriff alle synthetisch hergestellten Gase, die von den Eigenschaften vergleichbar mit natürlichem/fossilem Erdgas sind. SNG kann aufgrund der ähnlichen verbrennungstechnischen und chemischen Eigenschaften ohne Probleme in die vorhandene Erdgasinfrastruktur eingespeist werden und vorhandene Erdgaskomponenten sowie Erdgasanwendungen können SNG nutzen (DVGW 2014a:74). Der Wobbe-Index von SNG ähnelt in der Regel dem von fossilem Erdgas und liegt folglich in den Grenzen des DVGW Arbeitsblattes G 260, sodass man von einem sogenannten *Austauschgas* spricht. D.h. alle brenntechnischen Anforderungen sind erfüllt und das SNG kann den Gasnetzen (H- oder L-Netz) unabhängig vom Gasfluss zugeführt werden (DVGW 2013:200).

Bioerdgas wird in Deutschland in den letzten Jahren verstärkt in die Erdgasinfrastruktur eingespeist und ist mittlerweile Stand der Technik. Je nach Substratbeschickung und Prozessführung weist das Bioerdgas eine unterschiedliche stoffliche Zusammensetzung – gemeint ist vor allen Dingen der CH_4 - und CO_2 -Gehalt – auf. Bevor das Gas eingespeist wird, findet eine Entschwefelung und Trocknung des Produktes statt. An dieser Stelle gibt es zwei Möglichkeiten der weiteren Nutzung. Das Bioerdgas kann jetzt direkt als sogenanntes *Zusatzgas* (zu geringer Wobbe-Index) in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden, wenn der Anteil gering bleibt und der Wobbe-Index des Mischgases in den vorgegebenen Grenzen des DVGW Arbeitsblattes G 260 bleibt. So kann beispielsweise Biogas mit 50 % Methan und 50 % Kohlenstoffdioxid bis zu ca. 9 Vol.-% dem russischen H-Gas zugemischt werden (DVGW 2013:200). Es kann also zu Einspeisebeschränkungen für Bioerdgas als Zusatzgas kommen. Aus diesem Grund kann alternativ vor der Einspeisung noch eine kostenintensive CO_2 -Abtrennung vorgenommen oder das anteilige CO_2 mit beigefügten Wasserstoff in einer Methanisierungsanlage methanisiert werden, was in beiden Fällen den Wobbe-Index des Bioerdgases anhebt (DVGW 2013:200). Liegt das Bioerdgas hiernach in den vorgegebenen Grenzen von G260, handelt es sich um ein *Austauschgas* (s.o.). Es kann vorkommen, dass nach erfolgter Aufbereitung der Wobbe-Index immer noch zu niedrig bzw. sogar zu hoch für das fossile Erdgas ist. In diesem Fall kann LPG (bei zu niedrigem Index) oder Sauerstoff (bei zu hohem Index) dem Bio-

erdgas beigemischt werden, um den Anforderungen des *Austauschgases* zu entsprechen (DVGW 2014b).

5.2.3 Abgleich von künftigem Gasbedarf mit den Kapazitäten der bestehenden Infrastrukturen

Nach der Analyse der technischen Herausforderungen für die künftige weitere Nutzung der bestehenden Gasinfrastrukturen (siehe zuvor) bleibt zu klären, inwiefern sie in Zukunft auch mengenmäßig für die Aufnahme und Abgabe strombasierten EE-Gasen geeignet ist. Dazu werden zunächst die heute und künftig zu transportierenden Gasvolumen, die jeweils aus den Energiebedarfen berechnet werden, miteinander verglichen. Da dieser Vergleich nur den inländischen Bedarf abdeckt, wird anschließend zusätzlich ein beispielhafter Ausblick auf die mögliche große Bedeutung der Import- bzw. Transitmengen gegeben.

Als Erstes wird der bestehende *Endenergieverbrauch*³ an Gasen herangezogen, der eine grobe Referenz für die Leistungsfähigkeit des Gasnetzes darstellt. Dieser beträgt im Jahr 2015 ca. 2.233 PJ (BMWi 2018b), was umgerechnet einem Volumen von ca. 70 Mrd. Nm³ entspricht (siehe Abb. 5-1, linke Säule). Dieser Wert wird mit der Bandbreite an Gasbedarfen gemäß den betrachteten Szenarien (siehe Tab. 4-1) für das Jahr 2050 und ihren resultierenden Normvolumen (2050 Min. und 2050 Max.) verglichen.

Die Abb. 5-1 zeigt, dass das resultierende Volumen im *Min.-Fall* mit ca. 30 Mrd. Nm³ für 2050 um etwa einen Faktor 2,3 und damit nennenswert unterhalb des heutigen zu transportierenden Normvolumens liegt. Demnach sollten in diesem Fall die bestehenden Gasnetze, bezogen allein auf die nationale Bedarfsdeckung, insgesamt eher überdimensioniert sein. Der Wasserstoffanteil im Gesamtgas würde dann im Jahresmittel ca. 17 Vol.-% betragen, was signifikante technische Anpassungen im gesamten Gasnetz voraussetzt (insbesondere bei Mess- und Regelinstrumenten sowie Endgeräten). Der Erhalt des Gasnetzes für diese relativ geringe Gasmenge würde in diesem Fall voraussichtlich entweder deutlich teurer als heute oder das Gasnetz würde zu großen Teilen außer Betrieb genommen.

Im *Max.-Fall* dagegen liegt das berechnete Volumen für den heimischen Gasbedarf mit knapp 67 Mrd. Nm³ etwa auf gleichem Niveau wie heute (Jahr 2015). Davon sind ca. 25 % EE-Wasserstoff, was einen noch stärkeren Anpassungsbedarf im Gasnetz bedingen würde als im oben genannten Min.-Fall. Die Aufnahmefähigkeit des bestehenden Gasnetzes dürfte demnach in beiden Fällen auch für die künftige Nutzung mit strombasierten Gasen ausreichen. Allerdings sind dabei auch die künftig ggf. nötigen Importmengen zur Deckung des nationalen Gasbedarfs zu beachten. Im Falle des EWI Szenarios Evolution (Max.-Fall) werden Importmengen von insgesamt etwa rd. 2.100 PJ an synthetischen Brennstoffen angegeben (EWI 2017:60), was einem Volumen von 66 (Methan) bis 195 (Wasserstoff) Mrd. Nm³ entsprechen würde. Im

3 Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist grundsätzlich die bessere Bezugsgröße für diese Einordnung. Die Szenarien konnten jedoch nur im Hinblick auf den Endenergieverbrauch konsistent ausgewertet werden. Zum Vergleich: Der PEV in 2015 betrug 2.770 PJ (BMWi 2017), was einem Normvolumen von 87 Mrd. Nm³ an Erdgas entspricht. Diese Bezugswerte liegen somit um ca. 24 % über denen des Endenergieverbrauchs in 2015.

Fall von strombasiertem Methan sind diese Importmengen geringer als heute und dürften daher, bis auf mögliche regionale Veränderungen, eher keine zusätzliche Herausforderung darstellen. Im Falle von Wasserstoff würde erheblicher Anpassungsbedarf entstehen und die Aufnahmekapazität des Gasnetzes wäre wahrscheinlich auszubauen, zumindest zu prüfen.

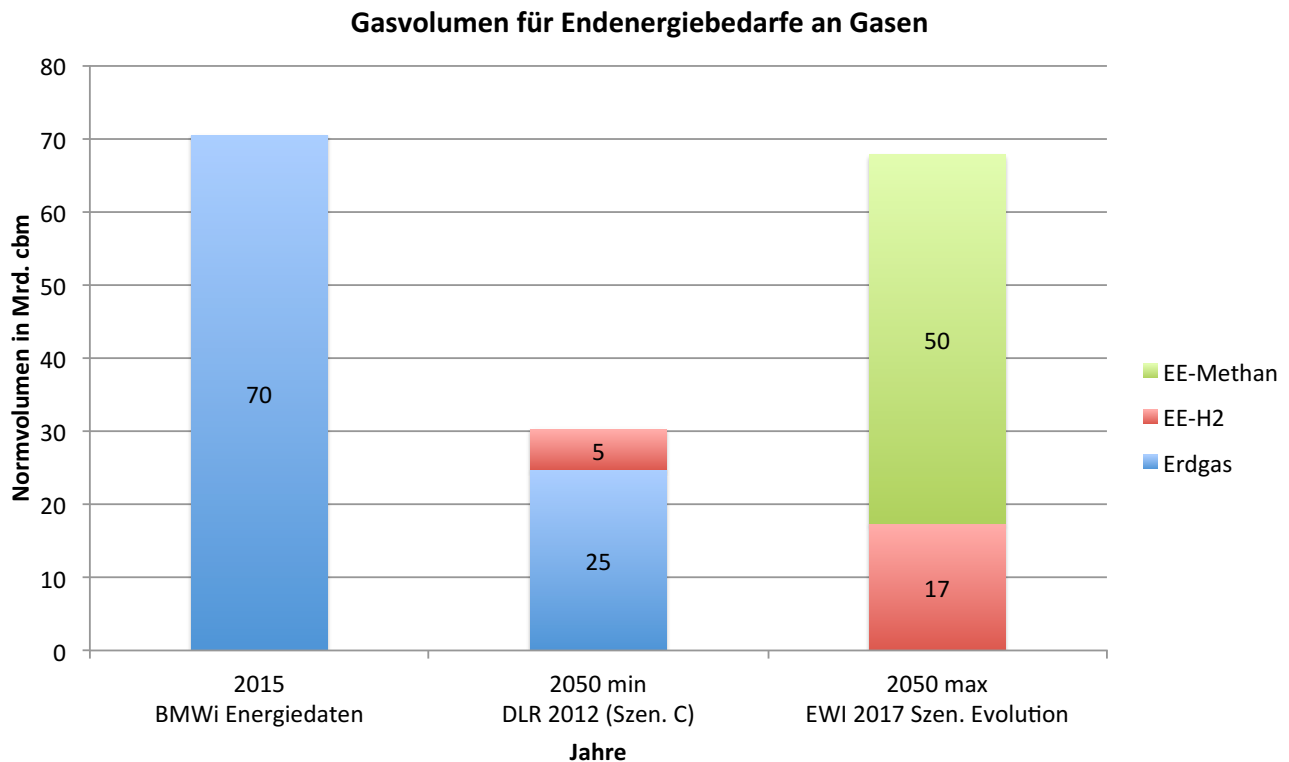


Abb. 5-1 Bedarfsäquivalente Gasvolumen für Erdgas, EE-Methan und EE-Wasserstoff in 2017 und 2050 in PJ für Deutschland.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2018b) und Tab. 4-2

Die vorigen Ergebnisse gelten jedoch nur für die betrachteten Szenarien und unter Ausschluss der Im- und Exportbeziehungen bzw. der künftigen Transitmengen. Deutschland (und die EU) wird jedoch aus heutiger Sicht ein Importland bleiben und für die EU ggf. langfristig zudem zu einem wichtigen Transitland von beispielsweise russischem Importgas werden. Eine solche Entwicklung wird im Forschungsvorhaben „Konvergenz Strom- und Gasnetze (KonStGas)“ (DBI et al. 2017) erwartet. Die dort erwarteten Transitmengen durch Deutschland betragen bis zu ca. 740 TWh_{th} bzw. gut 2.600 PJ, was einem Volumen von ca. 84 Mrd. Nm³ und damit etwa dem heutigen Endenergiebedarf (bzw. Normvolumen) entspricht.⁴ Eine solche Entwicklung würde die Beantwortung der Frage, ob die bestehenden Gasnetze auch für den künftigen Gastransport ausreichen, maßgeblich beeinflussen und stellt somit eine sensitive Größe dar. Je größer die zusätzlich zu bewältigenden Transitmengen wer-

4 Im KonStGas-Projekt wird jedoch von einem steigenden Erdgasbedarf in der EU ausgegangen. Dies ist nicht unbedingt konsistent mit Szenarien für Deutschland, in denen größere Mengen strombasierter Gase eingesetzt werden. Insofern sind die obigen Angaben zum möglichen zusätzlichen Normvolumen nicht direkt additiv zu sehen.

den, desto eher ist mit einem nennenswerten Gasnetzausbau dafür zu rechnen. Dieser Aspekt wird allerdings nicht unerwartet bzw. kurzfristig auftauchen und Gegenstand der kommenden Netzentwicklungspläne für das Gasnetz sein.

Inwiefern die bestehenden Gasnetzkapazitäten auch langfristig für die Aufnahme, Transport/Transit, Verteilung und Abgabe ausreichen werden, hängt letztlich von einer Vielzahl an Faktoren und Entwicklungen ab. Maßgeblichen Einfluss haben die Entwicklungen der heimischen Gas- und Stromnachfrage (inkl. Effizienz- und Einsparerfolge) sowie der Erzeugungskapazitäten für EE-Strom und strombasierte Gase (PtG). Je höher die „konventionelle“ Stromnachfrage ausfällt, desto weniger wird es inländische Produktionskapazitäten für strombasierte Brenn- und Kraftstoffe geben. Die Gasnachfrage ist dann stärker durch Importe zu decken. Je höher der Elektrifizierungsgrad des Gesamtsystems wird, desto geringer wird die Gasnachfrage ausfallen und desto eher wird das heutige Gasnetz auch in Zukunft ausreichen.

6 Forschungsbedarf

Die bestehenden Infrastrukturen für Erdgas und Erdöl bilden das logistische Rückgrat für ihren Import, Transport und Verteilung, Weiterverarbeitung sowie Nutzung. Sie sind für die heutigen, fossil basierten Kohlenwasserstoffe und ihre Bedarfe ausgelegt und optimiert. Diese werden jedoch im Zuge der Energiewende langfristig nahezu vollständig durch strombasierten Wasserstoff bzw. daraus synthetisierte Kohlenwasserstoffe auf der Basis von erneuerbaren Energien ersetzt werden müssen. Diese neuen regenerativen Energieträger (und Produkte) haben zum Teil signifikant andere Eigenschaften als heutiges Erdgas und Erdöl. Zudem ist, je nach Entwicklungspfaden und Umwandlungseffizienzen, mit anderen Bedarfs-, Transport- und Verteilmengen sowie dezentraleren Produktionsstandorten zu rechnen. Daher besteht grundsätzlich hoher F&E-Bedarf im Hinblick auf eine künftige mengen- und technikgerechte Anpassung der bestehenden Infrastrukturen für neue strombasierte Kraft- und Brennstoffe. Dieser wird im Folgenden auf der Basis der vorigen Kapitel möglichst konkret abgeleitet.

6.1 Öl-Infrastrukturen

Eine Anpassung der Erd- und Mineralölinfrastrukturen wäre bei einem Wechsel auf strombasierte Kraftstoffe nur in geringem Umfang nötig und auch nur, wenn die Ersatzkraftstoffe nicht zu einem Drop-In-Kraftstoff aufbereitet werden.

Bezüglich der Infrastrukturen erscheint somit die FTS vorzugswürdig, da die Infrastrukturen ohne Anpassung weiter genutzt werden können. Zugleich werden Nebenprodukte wie bspw. Wachse und Bitumen erzeugt, die in anderen Bereichen benötigt werden. Die Entwicklung von Ersatzstoffen oder der Import dieser Produkte wäre damit hinfällig.

Die Weiterentwicklung strombasierten Ethanol wird derzeit in Deutschland nicht verfolgt. Als Ersatzkraftstoff hat Ethanol gegenüber Methanol, für welches Forschungsvorhaben existieren, aber einige Vorteile. So kann Ethanol die bestehende Verteil- und Speicherinfrastruktur bestens nutzen, während es bei Methanol zumindest in der Verteilinfrastruktur unter Umständen besondere Anforderungen an Beförderungsbehältnisse und Tanks gibt. Der höhere Energiegehalt von Ethanol bei gleicher Dichte ist ein weiterer Transportvorteil. Da Methanol stark toxisch wirkt, Ethanol dagegen nicht, hätte der Einsatz von Ethanol auch aus Gründen des Umweltschutzes klare Vorteile. Es erscheint somit sinnvoll zur Weiternutzung der Infrastruktur die Ethanolroute bei der Technologieforschung auch weiter zu verfolgen.

Im Vergleich zur FTS sinkt der Bedarf an Raffinerien mit Zunahme an Ethanol bzw. Methanol. Diese nicht mehr benötigte Infrastruktur wird in den jeweiligen Regionen zu Strukturumbrüchen führen. Diese sozioökonomischen Auswirkungen eines Kraft-/Brennstoffwechsels sollten daher eingängig untersucht werden. Ein weiterer indirekter Nachteil beider Kraftstoffe ist, dass bei ihrer Erzeugung nicht die Nebenprodukte der Petrochemie (Paraffine, Gase, Bitumen, etc.) anfallen, die in anderen Wirtschaftszweigen benötigt werden. Deren Infrastrukturen müssten dann neu ausgerichtet werden.

Wie bei Benzin, Diesel und Kerosin werden über definierte Produkteigenschaften die Qualitäten und Eigenschaften abgesichert. Dies wäre ebenso bei strombasierten

Ethanol- und Methanolkraftstoffen der Fall, so dass lediglich die Messvorrichtungen an Tanksäulen angepasst werden müssten. Forschungsbedarf wird hier nicht gesehen.

Außerhalb der Infrastruktur sind eine Anpassung der Verbrennungstechnik sowie eine Optimierung von Ethanol und Methanol mit Zusatzstoffen, um deren Zündwilligkeit bei kalten Temperaturen zu verbessern, notwendig. Die Technologien sind hierzu aber ausgereift und marktgängig, wie der langjährige Einsatz von FFV in anderen Ländern zeigt.

6.2 Gas-Infrastrukturen (Netze und Speicher)

Die bestehenden Gasinfrastrukturen (siehe Kapitel 3.2) werden heute vor allem für die Importe von Erdgas nach Deutschland und den Transit durch Deutschland sowie für den inländischen Transport und die anschließende Verteilung verwendet. Die Gasflussrichtung findet dabei in der Regel top-down, vom Hochdruck- zum Niederdrucknetz, sowie innerhalb einer Druckebene unidirektional statt. Eine Umkehrung der Flussrichtung ist daher nicht ohne Weiteres möglich.

Im Zuge der Energiewende sind zunächst vor allem dezentrale Einspeisungen von Biogas als Zusatzgas und Biomethan als Ersatzgas hinzugekommen, die unlängst durch eine Reihe von ca. gut 30 Pilotanlagen (siehe dena (2018) und DVGW (2017)) zur dezentralen Erzeugung und Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan (PtG) ergänzt werden. Der F&E-Bedarf für diese Technologien selber ist jeweils in den einschlägigen Teilberichten (siehe u. a. Arnold et al. (2017)) nachzulesen.

Während die Nutzung des bestehenden Gasnetzes für die Einspeisung und Nutzung von Biomethan und synthetischem Methan praktisch problemlos möglich ist, stößt die Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff auf verschiedene technische Herausforderungen (siehe Kapitel 5.2). Dabei spielen insbesondere die zulässigen H₂-Konzentrationen für die Einspeisung und alle Betriebsmittel, die am Gasnetz angeschlossen sind, eine wesentliche Rolle.

Je nach Szenario ist zudem langfristig bzw. zwischenzeitlich mit (sehr) großen Mengen an Wasserstoff und unterschiedlichen Mengen an Erdgas zu rechnen. Dies wird unterschiedlichen bzw. großen Anpassungsbedarf der Gasinfrastruktur zur Folge haben. Vor diesem Hintergrund werden die folgenden Forschungsbedarfe abgeleitet. Diese sind nach unterschiedlichen Aspekten geordnet.

Gas-Messeinrichtungen

Eine Einspeisung von Wasserstoff aus PtG-Anlagen in das Gasnetz erfordert aus energetischen Abrechnungsgründen eine eichamtliche Volumenstrommessung. Hierfür kommen grundsätzlich eine Reihe von Messgeräten, z. B. Turbinenrad-, Ultraschall-, Drehkolben-, Coriolis- und Balgengas(Haushaltsgas)-Zähler, in Frage. Diese sind bis zu einem H₂-Volumenanteil von 10 % ausreichend gut für die eichamtliche Messung geeignet. Für Volumenanteile von bis zu 100 % gilt dies jedoch nicht für alle Zähler und teilweise nur bedingt (DVGW 2014a:32). Die zu erwartende zunehmende dezentrale Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz wird künftig regional zu sehr unterschiedlichen H₂-Volumenanteilen führen.

F&E-Bedarf: Daher ist eine Entwicklung und Zulassung von flexiblen Volumenmessgeräten wichtig, die in einem möglichst weiten Bereich von 0 bis 100 Vol.-% H₂ eingesetzt werden können.

Eine Brennwertbestimmung ist bereits ab einem H₂-Volumenanteil von 0,2 % nötig. Diese erfolgt messtechnisch durch Prozesschromatographen, die jedoch nicht für die Messung von H₂-Anteilen im Erdgas geeignet sind. Diesbezüglich werden also Umstellungen auf neue Messgeräte erforderlich. Die Brennwertbestimmung im deutschen Gastransportnetz erfolgt flächendeckend mit Hilfe von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen. Diese müssen jedoch noch an die Berücksichtigung von Wasserstoff und neue Messgeräte angepasst werden. Der Transportnetzbetreiber ONTRAS hat dies vor dem Hintergrund der PtG Pilotanlage in Falkenhagen bereits durchgeführt (DVGW 2014a:11). Die Erweiterungen betreffen jedoch künftig alle Netzbetreiber und Netzebenen, auch Mittel- und Niederdruck.

F&E-Bedarf: Eine einheitliche Entwicklung von H₂-geeigneten Brennwertmessgeräten und Weiterentwicklung von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen für H₂-Einspeisungen insbesondere für den Einsatz in den Verteilnetzen.

Gas-Verdichter

Die bestehenden Transport- und Speicherverdichter gehören zu den wenigen, aber sehr relevanten und weitverbreiteten Betriebsmitteln im Gasnetz, die nur für geringe H₂-Volumenanteile (<5 Vol.-%) geeignet bzw. ausgelegt sind (DVGW 2013:25). Im Zuge der Energiewende und Verbreitung von PtG Anlagen ist jedoch mit zunehmenden und schwankenden H₂-Anteilen im Gasnetz zu rechnen.

F&E-Bedarf: Daher sind noch Untersuchungen zu Eignung und Anpassungsbedarf von Gasverdichtern sowie Weiterentwicklungen der sicherheitstechnischen Anforderungen bezogen auf Gasgemische mit unterschiedlichen H₂-Volumenkonzentrationen erforderlich.

Endgeräte

Die vielfältigen bestehenden Endgeräte, die z. B. von großen Gasturbinen bis hin zu kleinen Gasthermen und Erdgasautos reichen, sind unterschiedlich gut für die Nutzung von H₂-Anteilen im Erdgas geeignet. Da alle Endgeräte prinzipiell am „gleichen“ Gasnetz hängen, bestimmen die sensitivsten Endgeräte die Einspeisemöglichkeiten von Wasserstoff bzw. die Anpassungsbedarfe im Gasnetz. Aktuell sind dies Gasturbinen und die Tanks von Erdgasfahrzeugen (DVGW 2013:25).

F&E-Bedarf: Daher besteht weiterhin Bedarf an der Untersuchung und Entwicklung von Anpassungsmöglichkeiten der Endkundengeräte und ihrer Sicherheitstechniken an schwankende Erdgasqualitäten und H₂-Volumina. Die Realisierungszeiten und Erneuerungszyklen sind zudem im Kontext von System- und Szenarioanalysen zu berücksichtigen.

Systemanalysen (Szenarien und Modelle)

Die Metaanalyse der bestehenden Szenarien zeigt, dass der künftige Gasverbrauch und insbesondere die Verwendung von neuen regenerativen Gasen zu wenig transpa-

rent und differenziert sind. Die Spannen sind zudem sehr weit, so dass robuste Aussagen noch nicht möglich sind. Diese sind aber für den Erhalt und die Anpassung von langlebigen Infrastrukturen wie den Gasnetzen sehr wichtig.

F&E-Bedarf: Daher sind neue, spezifische Szenarien zur langfristigen Entwicklung des Gasverbrauchs durch Industrie und Verkehr nach Energieträgern und Anwendungsbereichen bzw. Teilsektoren erforderlich.

Der Nutzen der bestehenden Gasinfrastrukturen hängt von der weiteren Entwicklung ab. Diese hängt u. a. vom Alter und der regionalen Auslastung sowie der Unternehmensstrategie der regionalen Energieversorger ab. Der Erdgasabsatz muss dabei aus Klimaschutzgründen stark reduziert werden. Dies betrifft in erster Linie die Verteilnetze, die durch rückläufigen bzw. stagnierenden Absatz unter Druck geraten. Es besteht daher die Gefahr, dass sie vor dem Hochlaufen von EE-Gasen zurückgebaut werden und dann nicht mehr zur Verfügung stehen. Diese Entwicklungen werden regional und zeitlich sehr unterschiedlich verlaufen. Dies gilt analog für die dezentrale Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff aus PtG-Anlagen.

F&E-Bedarfe: (1) Bestimmung und Bewertung von regionalen Erneuerungsbedarfen (inkl. „Außerbetriebnahmerisiken“) von Gasleitungen und -speichern im Zeitverlauf, abhängig von zukünftiger Auslastung und Nutzung. (2) Bestimmung des regionalen Umstellungs- bzw. Transformationsbedarfs im Zeitverlauf bei Gasleitungen und -speichern für zunehmende H₂-Einspeisung.

Die zuvor genannten Entwicklungspfade werden unterschiedliche Auswirkungen auf die regionale Infrastruktur, Wertschöpfung, Unternehmen und Arbeitsplätze sowie Raumpläne, Umwelt und Akzeptanz haben. Damit können sowohl positive, treibende als auch negative, hemmende Wirkungen verbunden sein. Diese bestimmen letztlich die Realisierungschancen und sollten daher vorher identifiziert und untersucht werden.

F&E-Bedarfe: (1) Sozioökonomische Untersuchungen der Auswirkungen von flächendeckenden bzw. konzentrierten regionalen Einsätzen von PtG-Anlagen und ggf. angeschlossenen Katalyseanlagen. (2) Infrastruktur- und Standortanalysen zur Vermeidung von „stranded investments“. Dazu Bestimmung der künftigen Rollen und Standorte von Gaskraftwerken sowie des regionalen Bedarfs an CO₂- und H₂-Leitungen bzw. -Speichern sowie Methanisierungsanlagen.

Die heutigen Strom- und Gasmärkte unterscheiden sich signifikant in ihrer Funktionsweise und Regulierung. Durch PtG werden die beiden Märkte künftig jedoch zusätzlich stärker miteinander gekoppelt (Sektorkopplung). Um dafür jeweils die Flexibilitätspotenziale möglichst vollständig und integriert nutzen zu können, „sind die bisher getrennten Markt- und Bilanzierungsstrukturen von Gas und Strom zu harmonisieren ... [und] insbesondere [die] Produkte des Kurzfrist-Börsenmarktes anzugleichen“ (Wietschel et al. 2018).

F&E-Bedarf: Harmonisierung (Konvergenz) der verschiedenen Markt- und Bilanzierungsstrukturen von Gas und Strom insbesondere auf den Kurzfristmärkten.

Die Nutzung von PtG-Anlagen für die Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz ist in Europa bisher überwiegend ein „deutsches“ Thema. Andere Länder werden jedoch für ihre Energiewende künftig auch auf PtG bzw. EE-Gase im Allge-

meinen setzen. Die Anpassungsbedarfe der deutschen Gasinfrastrukturen werden daher auch durch die europäischen Entwicklungen bestimmt.

F&E-Bedarf: Bestimmung der (regional) zu erwartenden Mengen und Qualitäten (u. a. H₂-Anteil) von PtG-Importgasen im Zeitverlauf.

Literaturverzeichnis

- ADR (2018): Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route. Anlage zur Bekanntmachung der Neufassung der Anlagen A und B des Europäischen Übereinkommens vom 30. September 1957 über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR). Hg. v. Europäische Kommission.
- Arnold, Karin; Kobiela, Georg; Pastowski, Andreas (2017): Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Hg. v. Wuppertal Institut.
- BAFA (2018a): Amtliche Mineralöl Daten für die Bundesrepublik Deutschland. Monat: Dezember 2017. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2017_dezember.xlsx?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- BAFA (2018b): Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland (in TJ). Hg. v. BAFA. https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_entwicklung_1991.xls?__blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff: 28.03.2018.
- BDEW (2017): Gasspeicher in Deutschland. (Stand: 01.05.2017). Hg. v. BDEW. https://www.bdew.de/media/documents/20170529_Erdgasspeicherkarte-D-2017_43bMmY3.pdf. Letzter Zugriff: 23.03.2018.
- BMWi (2017): Versorgungssicherheit bei Erdgas – Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi (2018a): Rohöl: Transport, Lagerung und Verarbeitung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/mineraloelversorgung.html>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- BMWi (2018b): Zahlen und Fakten, Energiedaten. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Themen/energiedaten.html>. Letzter Zugriff: 23.03.2018.
- BNetzA (2014): Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze – Ergebnis der Konsultation. Hg. v. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/Konsultationsergebnisse.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- Chemie.de (2018): Methanol. Hg. v. Lumitos. http://www.chemie.de/lexikon/Methanol.html#Als_Kraftstoff. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- DBI et al. (2017): Abschlussbericht KonStGas; Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze. BMWI Forschungsvorhaben FKZ 0325576.

- dena (2018): power-to-gas-Atlas. Piloprojekte. Hg. v. dena.
http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1.
Letzter Zugriff: 28.03.2018.
- DESTATIS (2018a): Empfang und Versand von Gütern (Seegüterumschlag deutscher Häfen): Deutschland, Jahre, Güterabteilungen und -gruppen. Statistisches Bundesamt. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- DESTATIS (2018b): Güterbeförderung - Beförderungsmenge nach Verkehrsträgern und Güterabteilungen 2016 (NST-2007). Hg. v. Statistisches Bundesamt.
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/TransportVerkehr/Gueterverkehr/Tabellen/VerkehrstraegerGueterabteilungA.html>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow. Letzter Zugriff: 29.09.2016.
- DVGW (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Bonn.
- DVGW (2014a): Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung. Hg. v. DVGW.
- DVGW (2014b): Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen. Hg. v. DVGW.
- DVGW (2017): Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird. Hg. v. DVGW, zuletzt aktualisiert am September 2017. Letzter Zugriff: 28.03.2018.
- Energie-Lexikon (2018): Ethanol. Hg. v. RP Photonics Consulting GmbH.
<https://www.energie-lexikon.info/ethanol.html>, zuletzt geprüft am 15.03.2018.
- Europäische Kommission (2016): Delegierte Verordnung (EU) 2016/ 89 der Kommission - vom 18. November 2015 - zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/ 2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse., Hg. v. Europäische Kommission. Letzter Zugriff: 26.02.2016.
- EWI (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂- Minderung. Endbericht. ewi Energy Research & Scenarios ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung.
http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf. Letzter Zugriff: 17.03.2018.
- Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; IFEU; SUER (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen. Fraunhofer IBP/ IFEU/ Stiftung Umweltenergie-recht. Kassel, Heidelberg, Würzburg. Letzter Zugriff: 29.09.2016.

- Gas Infrastructure Europe (2018): Storage Map. Version December 2016.
<https://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map>. Letzter Zugriff: 12.04.2018.
- GreenGasReport (2016): Support to innogy on options for introducing renewable energies into the natural gas grid. FINAL REPORT (V 2.0).
- Horst, Juri (2018a): Nutzbarkeit bestehender Tankfahrzeuge für Mineralöle zum Transport von Methanol und Ethanol. Interview mit TÜV Rheinland AG am 22.02.2018. Telefoninterview. Mitschrift.
- Horst, Juri (2018b): Nutzung von Blue Crude Oil (eCrude) in bestehender Roh- und Mineralölinfrastruktur. Interview mit Karl Hauptmeier am 23.02.2018. Telefoninterview und Emailaustausch.
- Metropol Ruhr (2018): Regionalkunde Ruhrgebiet. http://www.ruhrgebiet-regionalkunde.de/html/aufstieg_und_rueckzug_der_montanindustrie/verbundwirtschaft_der_montanindustrie/chemische_industrie_verbund.php%3Fp=2,1.html. Letzter Zugriff: 01.02.2018.
- MWV (2017a): Archiv der amtlichen Mineralölstatistiken. Hg. v. Mineralölwirtschaftsverband e.V. <https://www.mwv.de/statistiken/mineraloelabsatz/>. Letzter Zugriff: 03.03.2018.
- MWV (2017b): Jahresbericht 2017. Hg. v. Mineralölwirtschaftsverband e.V. <https://www.mwv.de/presse/mwv-jahresbericht-2017/>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- Nietzschke, Petra; Schenk, Joachim; Schley, Peter; Altfeld, Klaus (2012): Gasbeschaffungen in Deutschland. 6/2012. Hg. v. Gaswärme international (GWI) (S. 55 - 60).
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Ziesing, Hans-Joachim (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. 2. Endbericht. Berlin. Letzter Zugriff: 29.09.2016.
- Prognos; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück. Letzter Zugriff: 29.09.2016.
- Song, Yang; Peng, Rui; Hensley, Dale K.; Bonnesen, Peter; Liang, Liangbo; Wu, Zili et al. (2016): High-Selectivity Electrochemical Conversion of CO₂ to Ethanol using a Copper Nanoparticle/N-Doped Graphene Electrode. Hg. v. ChemistrySelect. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/slct.201601169>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- Spektrum der Wissenschaft (1998): Lexikon der Chemie. Hg. v. Spektrum der Wissenschaft. <http://www.spektrum.de/lexikon/chemie/synol-verfahren/8946>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- SZ (2016): Der Treibstoff kommt künftig aus dem Rohr. Unter Mitarbeit von Rebecca Beiter. Hg. v. Stuttgarter Zeitung. <https://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.print.087aa3e7-90f7-4ba9-9b>.
- UBA (2014): Climate Change 07/2014 Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau. Letzter Zugriff: 29.09.2016.
- Westphal, Kirsten (2018): Die internationalen Gasmärkte: Von großen Veränderungen und Herausforderungen für Europa. Hg. v. et Energiewirtschaftliche tagesfragen. <http://et->

energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/year/2014/n%E2%80%A6-Von-groen-Veranderungen-und-Herausforderungen-fur-Europa.aspx. Letzter Zugriff: 13.03.2018.

Wietschel et al. (2018): Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen (Working Paper Sustainability and Innovation, S 01/2018).

Zemlin, Benjamin (2005): Das Entscheidungsverhalten bei der Verkehrsmittelwahl. 1. Aufl.

ZSW (14.02.2018): Tankstelle der Zukunft liefert erneuerbaren Strom, Wasserstoff oder Methan. ZSW startet Forschungsprojekt zur klimafreundlichen Mobilität. Annette Stumpf. https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Aktuelles/2018/PIs_dt/pio3-2018-ZSW-TankstellederZukunft__3_.pdf. Letzter Zugriff: 15.03.2018.

Das Forschungsprojekt „Technologien für die Energiewende“ (TF_Energiewende) liefert einen aktuellen Überblick der zentralen Technologien, die im Rahmen der Energiewende derzeit und zukünftig benötigt werden. Durch ein Konsortium von 3 Verbundpartnern und 10 Technologiepartnern unter Federführung des Wuppertal Instituts wurden Entwicklungsstatus und Perspektiven der Technologien beschrieben sowie Forschungs- und Entwicklungsbedarfe identifiziert. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) als Teil des strategischen Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“ gefördert. Die Ergebnisse gehen als zentraler wissenschaftlicher Input in die Diskussion des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung ein.

Innerhalb des Vorhabens wurden insgesamt 31 Technologiefelder aus dem Energiesektor analysiert, die 7 verschiedenen Technologiebereichen zugeordnet wurden. Der vorliegende „Technologiebericht – Band 1“ dokumentiert die Technologiebewertung der Bereiche Erneuerbare Energien, konventionelle Kraftwerke und Infrastruktur. Jedes Technologiefeld wird mit 12 Bewertungskriterien evaluiert, die nach dem klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Beitrag der jeweiligen Technologien, der Positionierung deutscher Unternehmen sowie nach Technologieoffenheit und Systemaspekten fragen. Abschließend werden für jedes Technologiefeld Forschungs- & Entwicklungs-Empfehlungen für die öffentliche Hand zusammengefasst.

In der Berichtsreihe „Wuppertal Reports“ sind zum Forschungsvorhaben „Technologien für die Energiewende“ die folgenden Publikationen erschienen:

- **Wuppertal Report 12 „Kriterienraster“:**
Darstellung der zur Technologiebewertung herangezogenen Methodik
- **Wuppertal Report 13.1 „Technologiebericht – Band 1“:**
Ausführliche Bewertung der Technologiebereiche Erneuerbare Energien, konventionelle Kraftwerke und Infrastruktur
- **Wuppertal Report 13.2 „Technologiebericht – Band 2“:**
Ausführliche Bewertung der Technologiebereiche Sektorkopplung, Energie- und Ressourceneffizienz in Gebäuden sowie in der Industrie und integrative Aspekte
- **Wuppertal Report 14 „Politikbericht“:**
Zusammenfassung der Technologieberichte einschließlich einer Kurzdarstellung der Bewertungsmethodik

